BRITISH COLUMBIA
British Columbia Ministry of Energy and Mines

National Energy Board
Office national de l'énergie

OGC OIL AND GAS COMMISSION
Oil and Gas Commission of British Columbia

Analysis of Horizontal Gas Well Performance in British Columbia

October 2000

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2000
as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE23-87/2000E
ISBN 0-662-28977-3

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
Publications Coordinator
National Energy Board
~~444~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 0X8
Fax: (403) 292-5503
Phone: (403) 299-3562
Internet: www.neb.gc.ca

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

For pick-up at the OGC:
Reservoir Engineering & Geology Branch
6th Floor, 1810 Blanshard Street
Victoria, B.C.

Printed in Canada

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2000
représenté par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE23-87-2000F
ISBN 0-662-84721-0

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :
Coordonnateur des publications
Office national de l'énergie
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2P 0X8
Télécopieur : (403) 292-5503
Téléphone : (403) 299-3562
Internet : www.neb.gc.ca

En personne, au bureau de l'Office :
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

En personne, au bureau de l'OGC :
Reservoir Engineering & Geology Branch
6e étage, 1810 rue Blanshard
Victoria, C. B.

Imprimé au Canada

This publication is printed on paper containing ***20%*** *Total Recovered Fiber/All Post-Consumer Fiber*

TABLE OF CONTENTS

List of Figures (ii)

List of Tables (ii)

Abbreviations (iii)

Foreword (iv)

Executive Summary (v)

Introduction 1

Methodology 3

Results and Discussion 5

Results For Analysed Pools 6

- Bubbles North Baldonnel/Upper Charlie Lake A 6
- Clarke Lake Slave Point A 7
- Fireweed Baldonnel E 8
- Gunnel Jean Marie A 9
- Helmet North Jean Marie A 10
- Jedney Baldonnel/Upper Charlie Lake A 11
- Midwinter Jean Marie A 12
- Midwinter Jean Marie C 13
- Peggo Jean Marie A 14
- Yoyo Pine Point A 15

Economics 16

Conclusions 19

Appendices 20

LIST OF FIGURES AND TABLES

Figures

1. Northeast British Columbia 1
2. Performance of B.C. Horizontal Gas Wells 2
3. Gas Production by On-Production Year 3
4. Bubbles North Baldonnel/Upper Charlie Lake A 6
5. Clarke Lake Slave Point A 7
6. Fireweed Baldonnel E 8
7. Gunnel Jean Marie A 9
8. Helmet North Jean Marie A 10
9. Jedney Baldonnel/Upper Charlie Lake A 11
10. Midwinter Jean Marie A 12
11. Midwinter Jean Marie C 13
12. Peggo Jean Marie A 14
13. Yoyo Pine Point A 15
14. Comparison of Estimated Well Reserves by Well Type 16
15. Supply Costs 17

Tables

1. Production Performance Methodology 4
2. Production Indicators Calculated for Producing Horizontal Gas Wells 4
3. Expected Reserves versus Supply Costs 18

Abbreviations

10^3	thousand
10^6	million
10^3m^3	thousand cubic metres
10^6m^3	million cubic metres
abd.	abandoned
BCMEM	British Columbia Ministry of Energy and Mines
OGC	Oil & Gas Commission of British Columbia
cum	cumulative
m^3	cubic metres
NEB, the Board	National Energy Board
N	North
PEEP	Petroleum Economic Evaluation Program
susp	suspended
WGR	water-gas ratio
yr	year

FOREWORD

The National Energy Board (the Board or NEB) continually monitors the overall energy situation in Canada by identifying long and short term developments in supply and demand. The Board publishes reports on long term developments in its Supply and Demand Reports, the short term outlook as Energy Market Assessments, and occasionally publishes reports of a more technical nature.

This report, entitled *Analysis of Horizontal Gas Well Performance in British Columbia* , provides an overview of the use of horizontal well technology for gas production in Northeast British Columbia from 1988 to 1998. It is intended for use by a technical audience and seeks to outline, as concisely as possible, the current state of horizontal technology development, the current status of technology application, and the probable impacts of the technology.

This report was prepared by the National Energy Board, the Oil and Gas Commission of British Columbia (OGC) and the British Columbia Ministry of Energy and Mines (BCMEM). The information contained herein should not be construed as a policy position of the NEB, OGC, BCMEM or any other organization.

These agencies welcome any comments on the design or use of the selected methodology, or on the results of this report. Comments should be directed to the Secretary, National Energy Board, 444 - Seventh Avenue SW, Calgary, Alberta, Canada T2P 0X8.

EXECUTIVE SUMMARY

This report reviews the current use of horizontal wells for production of natural gas in British Columbia. The technical objective of horizontal drilling is to provide economic benefits by exposing significantly more reservoir rock to the well-bore surface than can be achieved via drilling a conventional vertical well.

This report suggests that horizontal gas well projects must be carefully analyzed to optimize drilling and completion practices because their costs are higher and the reservoir behaviour is more complex. The report also concludes that the "better" production performances and financial benefits are the result of a number of factors.

First, operators often are able to develop a reservoir with a sufficiently smaller number of wells since each horizontal well will drain a larger rock volume about its bore than a vertical well. As a result, proved reserves per well are higher than they would be for a vertical well. For example, the Midwinter Jean Marie C pool is developed with only 16 horizontal wells. It is estimated that 57 vertical wells would be required to reach the same stage of development.

Second, a horizontal well may produce at rates several times greater than a vertical well due to the increased wellbore surface area that is exposed within the producing interval. A faster producing rate translates to a higher recovery. In the Midwinter Jean Marie A pool, under equal pressure conditions, horizontal completions produce at initial rates three to four times higher than vertical completions. The seven horizontal wells have produced about 83 per cent of the total raw gas production as oppose to the 13 per cent recovered by the six vertical wells. It is also expected that a successful horizontal well will lower the supply costs by at least 10 per cent.

Third, use of a horizontal well may preclude or significantly delay the onset of production problems that are associated with low production rates, low recovery efficiencies, and/or premature well abandonment.

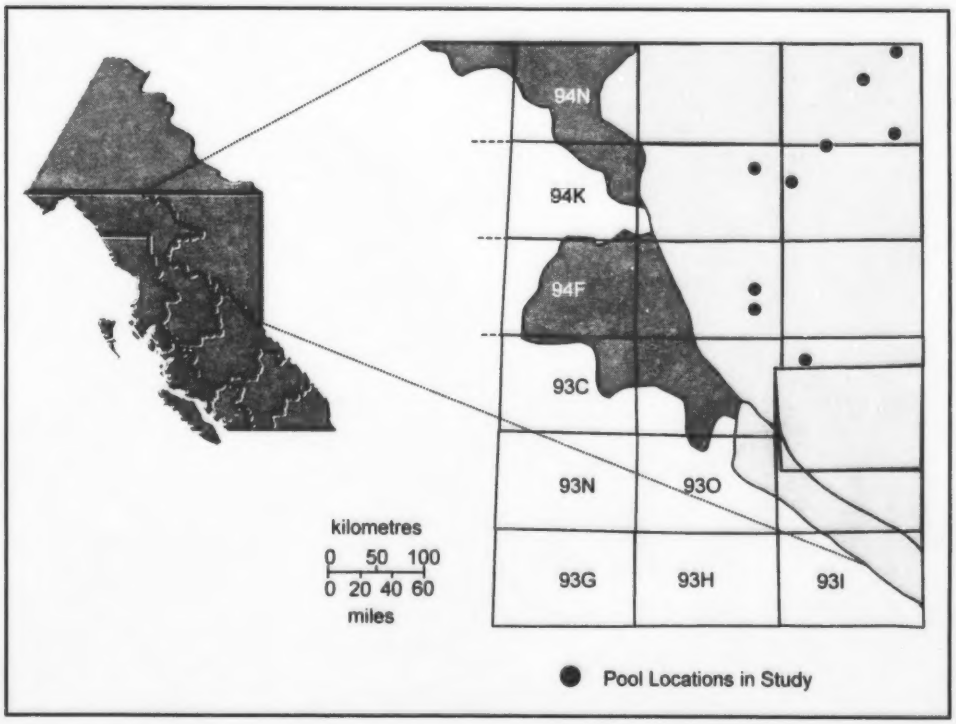
INTRODUCTION

Horizontal wells are not new. The use of horizontal drilling technology in petroleum exploration, development, and production operations has grown rapidly over the past decade. To date, most horizontal wells have targeted crude oil reservoirs. There is no physical reason why they should not also be utilized for natural gas. The success of horizontal drilling, particularly in Saskatchewan, has encouraged testing in many geographical regions and geological situations. Horizontal bore-hole lengths have grown rapidly and horizontal displacements now have been extended to over 2 440 metres (8,000 feet). The newer techniques of well re-entry, short radius horizontal drilling, under-balanced coiled tubing drilling, advanced horizontal completions and multilateral wells are all experiencing huge increases in application. These new techniques lead the way to exploiting reservoirs where gas/oil production can be improved using horizontal related technology. Low cost application and three to ten times improvement in production rates and higher ultimate hydrocarbon recovery make the use of this technology attractive. The advent of smaller diameter directional drilling tools, real-time monitoring systems and coiled-tubing drilling has opened the door to slim hole re-entry horizontal wells.

The application of horizontal drilling technology to the discovery and productive development of gas reserves in B.C. has become a frequent event in the five year period from 1993 to 1998. The total number of gas-related horizontal wells has increased from seven to 268 in the same period of time. Due to its higher cost, horizontal drilling is currently restricted to situations where reservoir characteristics indicate that vertical wells would not be as financially successful.

FIGURE 1

Northeast British Columbia



This paper focuses primarily on the application of horizontal drilling for the production of natural gas in British Columbia. At year-end 1998, 147 of the 268 horizontal gas wells drilled were producing. Total cumulative raw gas production was 10 225 10^6m^3 (Appendix 3). Twenty-eight operators have used this technology in B.C. with Petro-Canada and Ranger Oil making the most use (Appendix 1). The most frequent targets for gas have been the Upper Devonian Jean Marie carbonate complex (81 wells), the Triassic Baldonnel carbonates (25 wells) and the Middle Devonian carbonate reefs including the Slave Point (15 wells) and Pine Point Formations (13 wells)(Appendix 2).

FIGURE 2

Performance of B.C. Horizontal Gas Wells

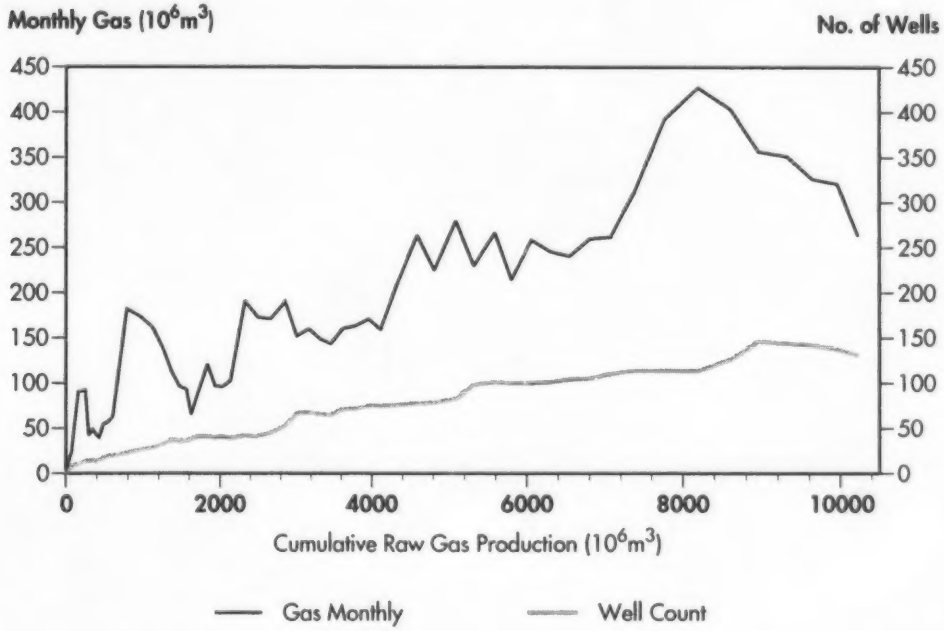
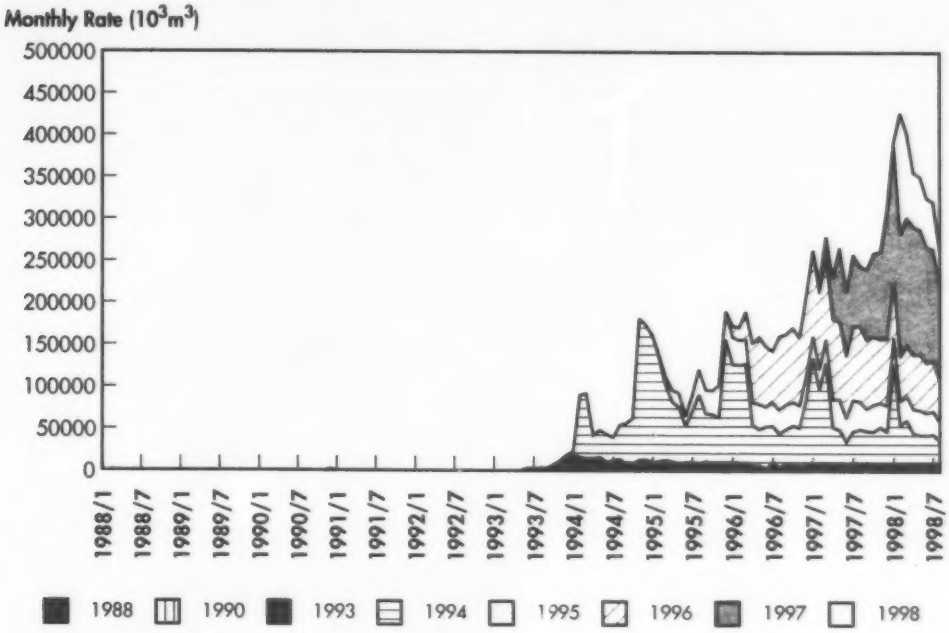


FIGURE 3

Gas Production by On-Production Year



METHODOLOGY

Statistical and graphical analyses of production data can be invaluable for evaluations of well and pool performance. The methodology used for this study is summarized in Table 1.

Table 2 summarizes the production indicators that were reviewed. It was determined that the best indicator of reservoir quality is the "Monthly Gas Rate", because gas production is reported to the British Columbia Ministry of Energy and Mines (BCMEM) on a monthly basis and wells are not always on production. The choice of which rate (an average monthly production for each pool or production of a well which represented the median of the pool sample) to use for each pool evaluated was a more difficult decision. The answer varies depending upon the type of reservoir and what data is available. In most cases, the results are similar within a reasonable range.

A large amount of production data was reviewed for quality assurance. Although a total of 268 horizontal wells were drilled, only 86 of the 147 producing wells provided enough information to be analyzed in this study. These 86 wells are found in only 10 pools. These 10 pools were then selected for detailed analysis. Average production profiles for both horizontal and vertical wells were developed for each pool. Vertical wells that had a first production date similar to that of the horizontal wells were selected in order to compare well production performance at the equivalent state of reservoir depletion.

The monthly production data for each well was retrieved and normalized. This data was analyzed to establish average or typical rates in the selected pool. A decline analysis was then used on the monthly rate-time plot to estimate monthly gas production and cumulative gas production per well over a three to five year period. The production data and decline profiles were then used to calculate monthly rates in order to establish average monthly production profiles for both horizontal and vertical wells. (Appendices 4, 5, 6).

TABLE 1

Production Performance Methodology

1.	Retrieve production data for horizontal and vertical wells
2.	Sum gas production and production hours by months to calculate average rates
3.	Exponential decline analysis of cum-rate plot to estimate recoverable gas per well and calculate decline rate
4.	Use production data and decline rates to produce a production profile for both horizontal and vertical wells
5.	Use information from step 4 to produce probabilistic production and overall recovery profiles for both horizontal and vertical wells

TABLE 2

Production Indicators Calculated For Producing Horizontal Gas Wells

1.	Maximum gas production rate
2.	Maximum water production
3.	Monthly gas rate during best 6-month production period
4.	Monthly water rate during best 6-month production period
5.	Time to maximum gas rate and time to maximum water rate
6.	Time to best 6-month gas production
7.	Gas/water ratio

RESULTS AND DISCUSSION

Gas production from horizontal wells began in 1988; however, most of the production schemes were implemented after 1993. At year-end 1998, there were 179 gas wells, 52 abandoned or suspended wells and 33 potential gas wells. Operators have generally focused on low risk re-entry horizontal and moderate risk development wells in existing pools where hydrocarbons are known to exist. The most frequent targets have been the Upper Devonian Jean Marie carbonate complex, Triassic Baldonnel carbonates and the Middle Devonian carbonate reefs. There were only five high risk exploration wells drilled, two of which were successful. The overall success rate for low and moderate risk development wells was 65 per cent as compared to 40 per cent for high risk exploration wells.

It should be noted that 11 of the 147 producing horizontal gas wells (Appendix 7) were drilled as vertical wells prior to 1986 and were then re-completed as re-entry horizontal gas wells in the 1990s. Re-entry, once thought of as a last resort, has become an option for extending field life and improving hydrocarbon production. The cumulative gas production from these 11 wells was 2 290 10^6m^3, or 22.4 per cent of the total horizontal gas production to date. The 147 producing wells currently account for about 92 per cent of the cumulative horizontal gas production in B.C. (Appendix 8).

By far, the most intensive application of horizontal drilling has been in the Upper Devonian Jean Marie Formation. At year-end 1998, 30 per cent of all horizontal gas wells (or 81 wells) had been drilled into the Jean Marie. The Jean Marie Formation is a massive, gas-bearing carbonate shelf, which in many locations, is extensively fractured. Most of the productive permeability in the formation is fracture permeability, rather than matrix permeability. As a consequence, horizontal wells drilled to intersect several vertical fractures at right angles have typically demonstrated much larger initial production rates than were provided by previously drilled vertical wells. Jean Marie horizontal wells, with the exception of the six horizontal wells drilled in the Helmet North Field, are more productive than the conventional vertical wells and have been responsible for the recent increase of gas production from this formation. A number of the wells tested at flow rates of over 3 000 10^3m^3 per month. The productivity ratios (quantity obtained from the horizontal well relative to the offset vertical well) are in the range of 1.9 to 3.8 after one year of production.

Horizontal gas wells in B.C. generally exhibit an exponential decline. On average, they show two to three times improvement in initial production rates and higher ultimate hydrocarbon recovery than did vertical wells. Also, the production rates declined more rapidly than a conventional vertical well in the same formation. The high decline rate demonstrates that horizontal and multilateral drilling technology offers improved drainage in typical reservoirs and penetrates more of the discrete compartments in complex reservoirs while also helping to reduce water coning problems. In simple terms, with careful planning and implementation, low and moderate risk development horizontal wells allow operators to produce more efficiently than with vertical wells alone in existing pools. Only 20 (9 abandoned and 11 suspended) of the 52 horizontal wells currently classified as abandoned and suspended ever produced. The production data suggests that most of these wells failed because either the initial rates were too low or the monthly rates declined so rapidly that the operation became uneconomic. A small number of the wells failed due to a combination of low flow rates and high water-gas ratios (WGRs), over 500 $m^3/10^6m^3$.

RESULTS FOR ANALYZED POOLS

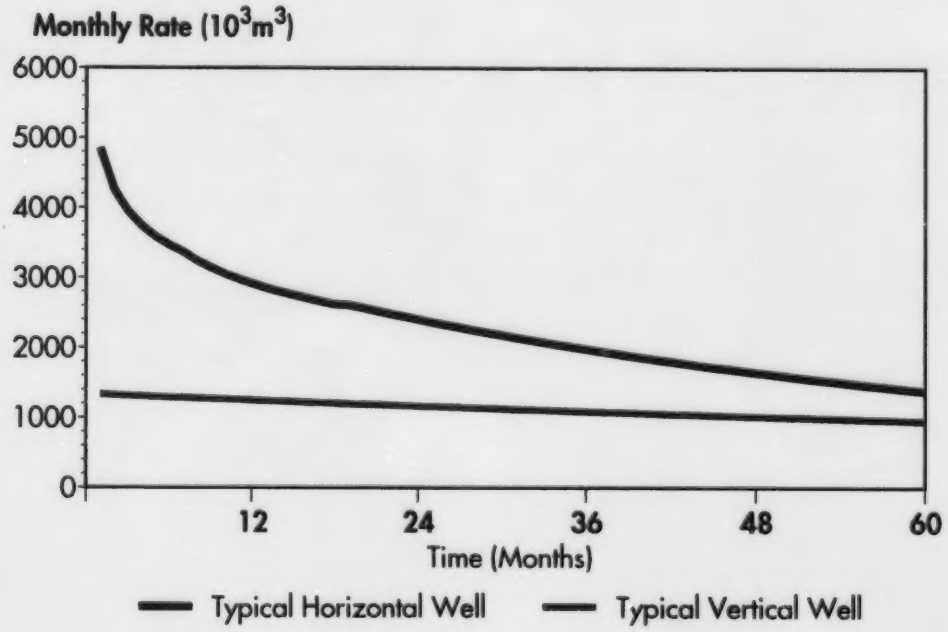
Bubbles North Field - Baldonnel/Upper Charlie Lake A Pool

The Baldonnel and Charlie Lake Formations in the Bubbles North area thicken westward up to 21 metres with average porosities up to eight per cent. The Baldonnel consists mainly of peloidal and bioclastic dolostones, with rare limestones and breccias. The Charlie Lake Formation is composed of a succession of intercalated nearshore sandstone, siltstone, and dolomite deposits.

The Bubbles North Baldonnel/Upper Charlie Lake A pool consists of four active horizontal and ten vertical gas wells. The production performance charts for both horizontal wells and the six vertical wells that were drilled in the same time period suggest that the initial monthly gas rate is about 4 800 10^3m^3/month for a typical horizontal well and 1 300 10^3m^3/month for a typical vertical well (Figure 4). Vertical wells do not perform well once the production rate drops below 1 000 10^3m^3/month due to the high WGRs associated with production. For a typical horizontal well, the cumulative gas production is expected to be in the 110-420 10^6m^3 range, compared to 60-210 10^6m^3 forecasted for a typical vertical well. It is estimated that under the current production scheme, about 45 per cent of the total pool production will come from these horizontal wells.

FIGURE 4

Bubbles North Baldonnel/Upper Charlie Lake A



Fireweed Field - Baldonnel E Pool

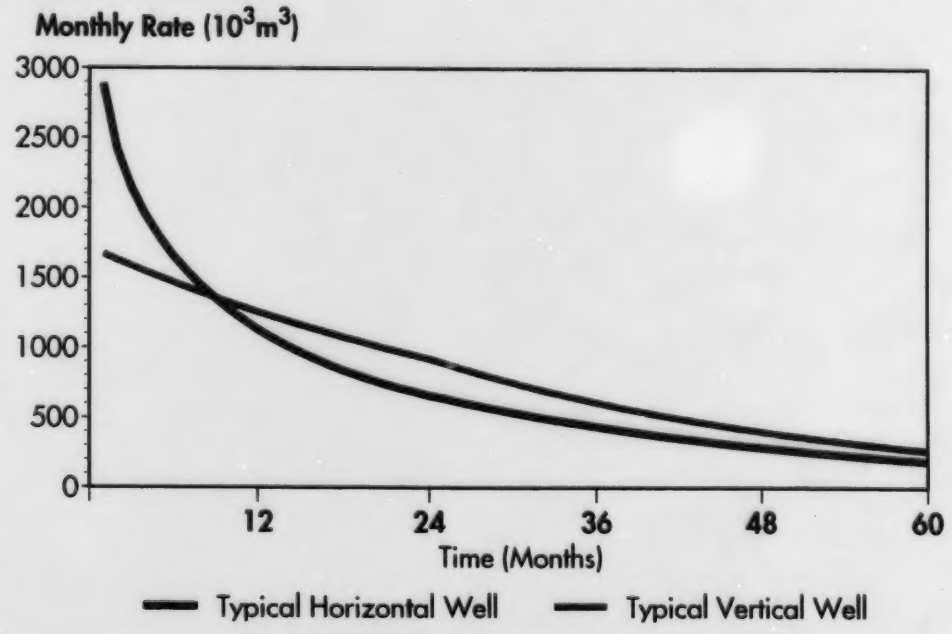
Gas production from this pool began in 1986 and a total of 46.5 10^6m^3 of raw gas was produced from the Fireweed b-006-A/094-A-13/0 well before the first horizontal gas well (re-completed in an abandoned dry hole) was put on production in November, 1993. There are now six wells; four horizontal and two vertical wells in this pool. A total of 153 10^6m^3 of raw gas, or 52 per cent of the 292 10^6m^3 cumulative production has been produced from the horizontal wells. Since 1994, all development wells, both vertical and horizontal, have been drilled along a northeast trend where drainage is believed to be better.

Note that the producing vertical well, Fireweed c-35-A/094-A-13, has produced more raw gas than any of the four horizontal wells. The difference between this well and the horizontal wells can be attributed to the number of pay zones, the thickness of each pay zone and good matrix permeability in all directions. Production from the horizontal well, Fireweed d-005-A/094-A-1, lasted for about a year, while production from a nearby offsetting vertical well, Fireweed b-006-A/094-A-13, which has similar geology, lasted well over eight years and produced more gas.

The analysis suggests that the initial monthly rate for a typical horizontal well is about 2 900 10^3m^3, about 70 per cent higher than for a typical vertical well. The cumulative production after one year is still about 20 per cent higher than that of a typical vertical well but is 10 per cent lower after three years of production (Figure 6). It also suggests that due to the high water saturations (over 30 per cent) in this pool, gas production is affected by the well location and production practices. This is one case where the performance of horizontal wells is similar to a typical vertical well. However, in this pool, vertical wells have penetrated more than one reservoir zone, while horizontal wells have only penetrated one zone. The overall cumulative gas production for a typical horizontal well is expected to be in the 40-150 10^6m^3 range compared to the 30-110 10^6m^3 range predicted for a typical vertical well.

FIGURE 6

Fireweed Baldonnel E



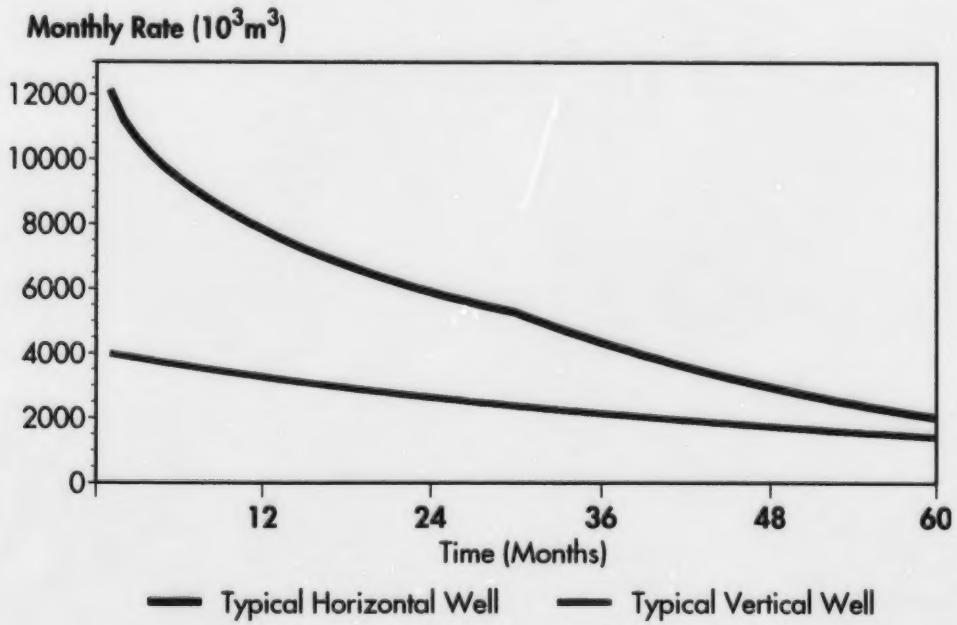
Clarke Lake Field - Slave Point A Pool

Gas production from vertical wells in this pool began in 1961. The production history shows that large volumes of water have always been associated with gas production. Production from horizontal wells began in 1994. Currently, there is a total of 67 wells drilled, 37 of which are producing (8 horizontal and 29 vertical). Nine of the 11 horizontal wells drilled in this pool are new development wells and were placed on production after 1993. During the same period of time, there were ten vertical development wells that were put on production. The production data shows that these horizontal wells have produced 75 per cent (or 1 097 10^6m^3) of the 1 477 10^6m^3 of raw gas produced from this pool since 1994 while WGRs remained under 200 $m^3/10^6m^3$. The WGRs for the producing vertical wells are in the 1 000 to 2 000 $m^3/10^6m^3$ range.

The success of horizontal wells in this pool can be attributed to the fact that these wells offer improved drainage and penetrate more of the discrete compartments in this complex reservoir. They also help to reduce water production problems. The analysis indicates that the initial monthly rate for a typical horizontal well is approximately 12 000 10^3m^3/month or about three times that of a typical vertical well in this pool (Figure 5). The cumulative gas production is expected to be in the 250-960 10^6m^3 range compared to the 50-360 10^6m^3 range predicted for a typical vertical well.

FIGURE 5

Clarke Lake Slave Point A



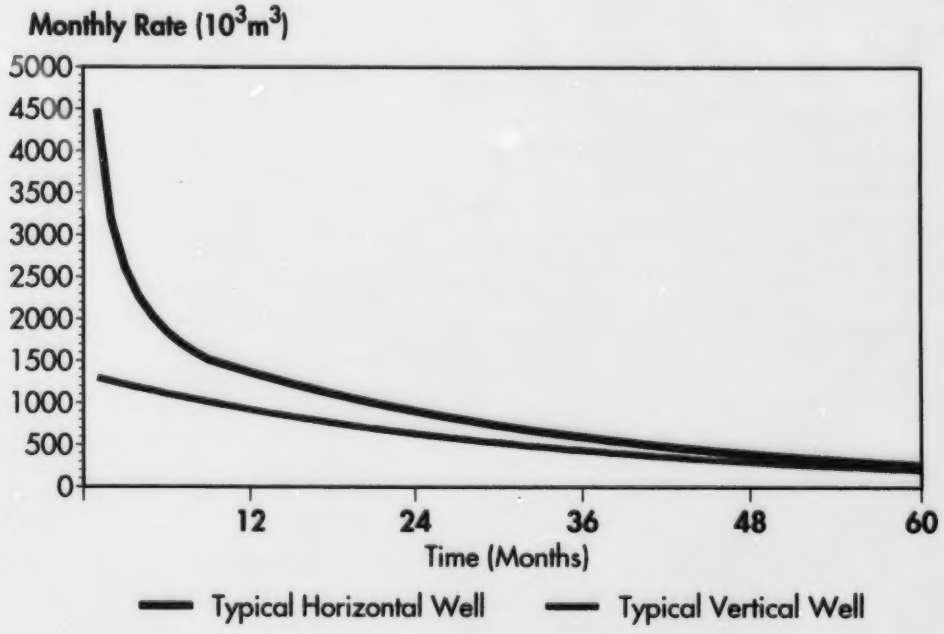
Gunnel Field - Jean Marie A Pool

The first well in this pool, Gunnel b-083-C/094-I-13, was drilled in 1959, but was not completed until 1979. Full scale development of this pool did not commence until 1994/1995. A total of 16 (9 horizontal and 7 vertical) gas wells have been drilled, 12 of which are currently producing. The seven producing horizontal wells were placed on production in 1997 or 1998, while the production from vertical wells began in 1994. The horizontal wells have contributed 112 10^6m^3, or 45 per cent of the total production. One particular vertical well, Gunnel a-073-F/094-I-13, has produced about 22 per cent of the total cumulative production due to its exceptionally thick net pay of 16.5 metres, almost twice that of the pool's average pay. Its initial flow rate of 144 10^3m^3/operating day is similar to the 120-130 10^3m^3/operating day range for a typical horizontal well in this pool.

The analysis indicates that the initial monthly gas rate for a typical horizontal well is about 4 500 10^3m^3/month, or about 3.5 times the 1 300 10^3m^3/month of a typical vertical well (Figure 7). However, the production rate declines rapidly. Based on this information, the cumulative production for a horizontal well is expected to be in the 60-240 10^6m^3 range compared to 15-70 10^6m^3 range for a typical vertical well.

FIGURE 7

Gunnel Jean Marie A



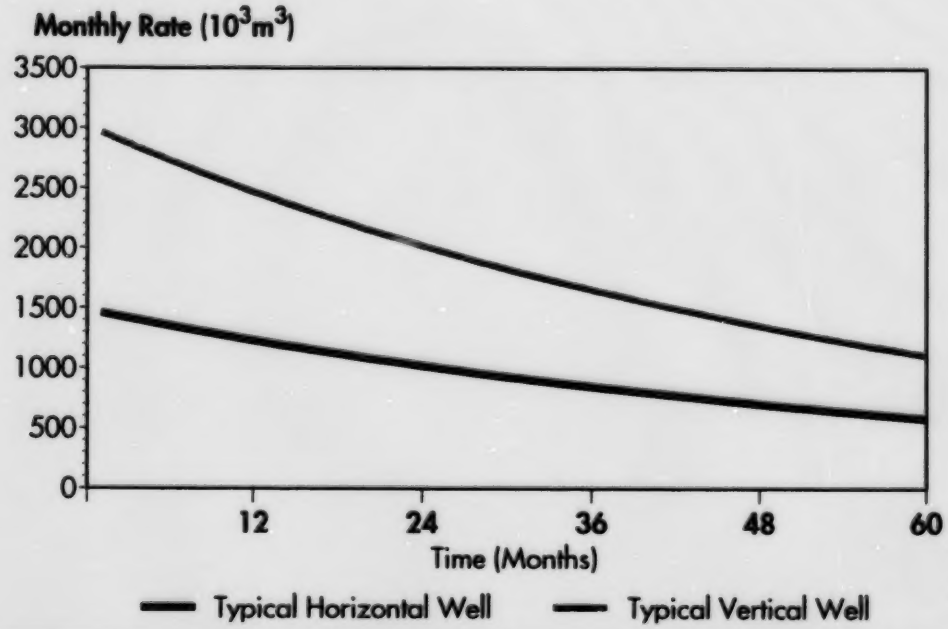
Helmet North Field - Jean Marie A Pool

Gas production in this pool began in 1978. There are now 38 vertical wells and seven horizontal wells drilled. Horizontal technology was first tried in 1988 but resulted in an abandoned well. The technology was subsequently applied successfully with six development wells drilled between 1993 and 1994. No vertical wells have been drilled or completed since 1993. Altogether, the six horizontal wells have produced 215 10^6m^3 of raw gas or about 10 per cent of the raw gas produced from this pool since January 1994, when the first horizontal well was placed on production. Furthermore, production performance suggests that these horizontal wells have increased the overall cumulative recovery by about four per cent.

Analysis indicates that the initial monthly rate for a typical horizontal well was about half the initial rate of 3 000 10^3m^3/month for a typical vertical well (Figure 8). The overall recovery from a typical horizontal well in this pool would be about 44 per cent of a vertical well recovery. However, it should be noted that these wells were usually drilled around the pool boundaries where vertical wells were not attempted due to the high water saturation of the reservoir. The pay thickness, on average, is less than half of the value in the vertical wells. Therefore, the comparison of the performances of the horizontal wells to that of vertical wells may not be conclusive. For example, horizontal well N Helmet b-071-G/094-P-10 and vertical well N Helmet a-071-G/094-P-10 showed the same values of net pay and porosity. However, the horizontal well has produced 45.2 10^6m^3 of raw gas, or 2.5 times the vertical well production. Also, horizontal wells N Helmet c-A057-A/094-P-15 and N Helmet a-057-B/094-P-15, and vertical well N Helmet b-068-D/094-P-16 are located near each other and yet cumulative production from a-057-B is about five times that of the vertical well. The overall cumulative gas production is expected to be in the 33-67 10^6m^3 range compared to the 80-270 10^6m^3 range predicted for a typical vertical well. It is noted that a horizontal well with similar geological and production characteristics as a vertical well should achieve an overall production in the range of 100-470 10^6m^3. Therefore, a vertical well may be less productive in this pool than a horizontal well.

FIGURE 8

Helmet North Jean Marie A



Jedney Field - Baldonnel/Upper Charlie Lake A Pool

Gas production from vertical wells in this pool began in 1959. Prior to the first horizontal well, Jedney a-039-F/094-G-08, being placed on production in January 1994, a total of 6 721 10^6m^3 of raw gas had been produced. No vertical wells have been placed on production since 1994. A total of 12 producing horizontal wells (three in the Petro-Canada Project and nine in the Norcen Energy Project) have been drilled in the northeast portion of the pool.

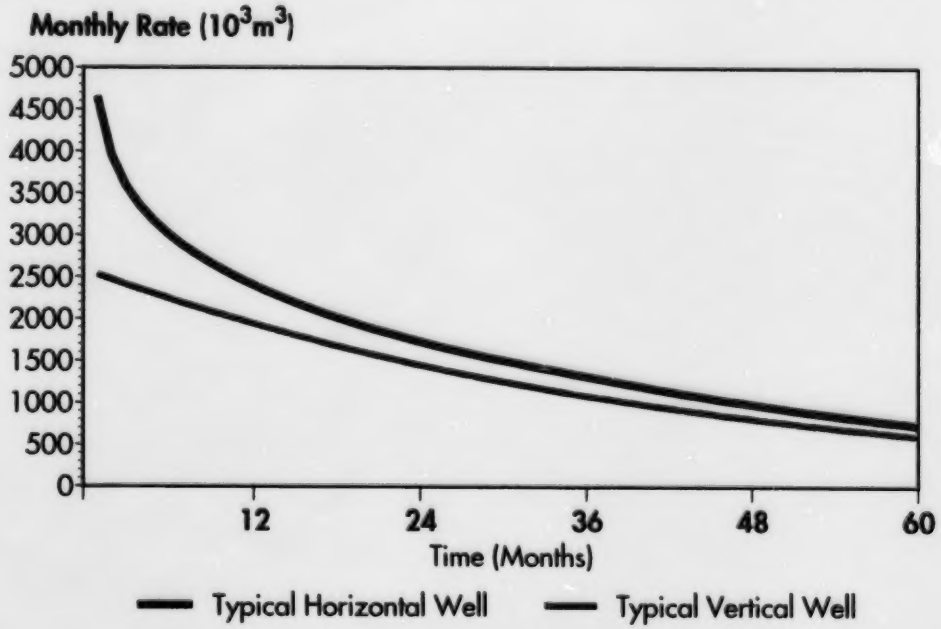
The nine horizontal wells in the Norcen Energy Project have produced 209 10^6m^3 of the 952 10^6m^3 total gas produced. Note that vertical well Jedney b-062-E/094-G-08 alone, has produced more than 520 10^6m^3 of raw gas due to its thicker net pay and higher porosity. Also, horizontal well N Bubbles a-099-F/094-G-08 has produced more than 113 10^6m^3 of raw gas or about 50 per cent more than a nearby vertical well N Bubbles d-A099-F/094-G-08.

The three horizontal wells in the Petro-Canada Project have produced 277 10^6m^3 of the 7 279 10^6m^3 total gas production from this project. Twenty of the 22 vertical wells have been on production since the mid-1960s. It is noted that Jedney d-009-F/094-G-08 produced more raw gas in a shorter time period than a nearby vertical well Jedney c-008-F/094-G-08.

The analysis suggests that the initial monthly rate for a typical horizontal well is about 4 600 10^3m^3/month or 80 per cent higher than the 2 500 10^3m^3/month for a typical vertical well (Figure 9). A typical horizontal well is expected to produce 80-310 10^6m^3 of raw gas versus the expected recovery of 35-170 10^6m^3 of raw gas for a typical vertical well.

FIGURE 9

Jedney Baldonnel/Upper Charlie Lake A



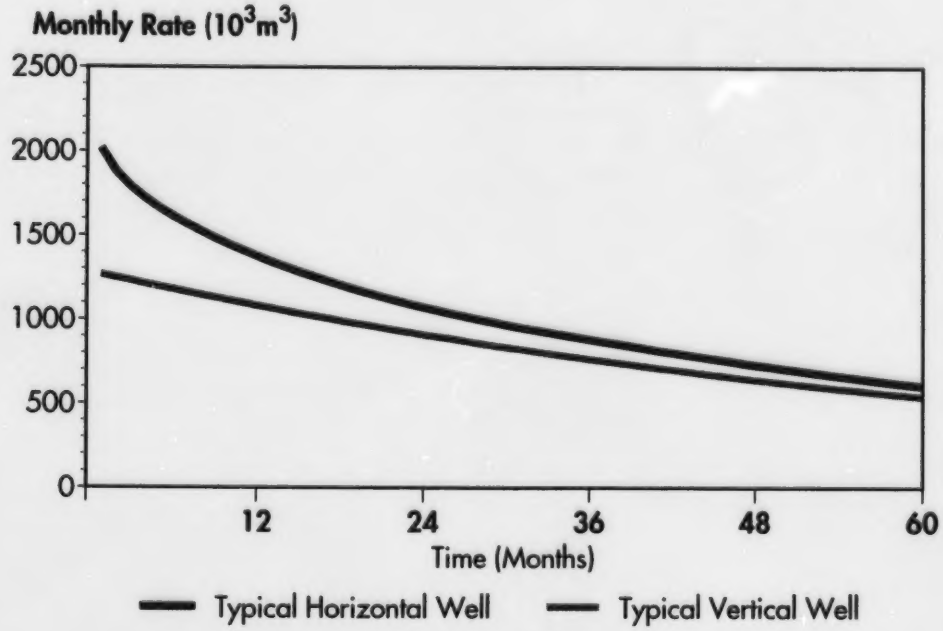
Midwinter Field - Jean Marie A Pool

Gas production from this pool began in 1994 when both vertical wells and horizontal wells were placed on production. There are seven producing horizontal and six producing vertical wells in this pool. Four of the vertical wells were drilled in the 1980s and all seven horizontal wells were drilled after 1993. The horizontal wells have produced more than 83 per cent of the total raw gas from this pool. Horizontal well Midwinter a-041-D/094-P-15 and vertical well Midwinter d-059-C/094-P-15 came on production in early 1994 and have similar reservoir characteristics. However, the horizontal well produced about 57.3 10^6m^3 of raw gas compared to 24.7 10^6m^3 produced by the vertical well.

The results of our analysis suggests that with similar reservoir characteristics, a horizontal well will outperform a vertical well in this pool (Figure 10). The initial monthly production rate for a typical horizontal well is about 2 000 10^3m^3/month compared to 460 10^3m^3/month for a typical vertical well and cumulative production would be in the range of 50-170 10^6m^3 for a typical horizontal well versus 35-135 10^6m^3 for a typical vertical well.

FIGURE 10

Midwinter Jean Marie A



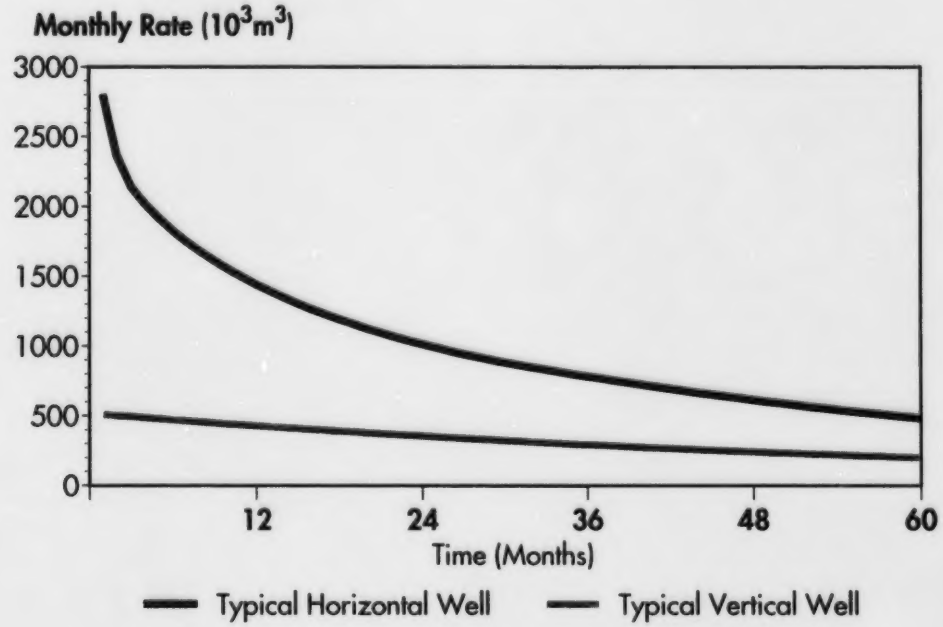
Midwinter Field - Jean Marie C Pool

This pool was discovered in 1979 but development did not begin until 1994. Both the Midwinter Jean Marie A and C pools have high average water saturations (above 40 per cent). The Jean Marie C pool is currently producing from three vertical and 16 horizontal wells. Note that all three vertical wells were drilled in 1995. The cumulative production as well as the average production from these three wells is well below the average for the horizontal wells. Five additional horizontal wells have been drilled and produced. Production from these five wells exceeds 117.5 10^6m^3, more than three times of the 34.3 10^6m^3 of gas produced by the three vertical wells.

The analysis suggests that the initial monthly gas rate for a typical horizontal well is approximately 2 800 10^3m^3/month, which declines by half to 1 400 10^3m^3/month after one year and to about 770 10^3m^3/month after three years of production (Figure 11). The initial monthly gas rate for a typical vertical well would be about 500 10^3m^3/month, which declines to about 400 10^3m^3/month after one year and to 290 10^3m^3/month after three years. The cumulative recovery for a typical horizontal well would be in the range of 40-200 10^6m^3, compared to 5-45 10^6m^3 for a typical vertical well.

FIGURE 11

Midwinter Jean Marie C



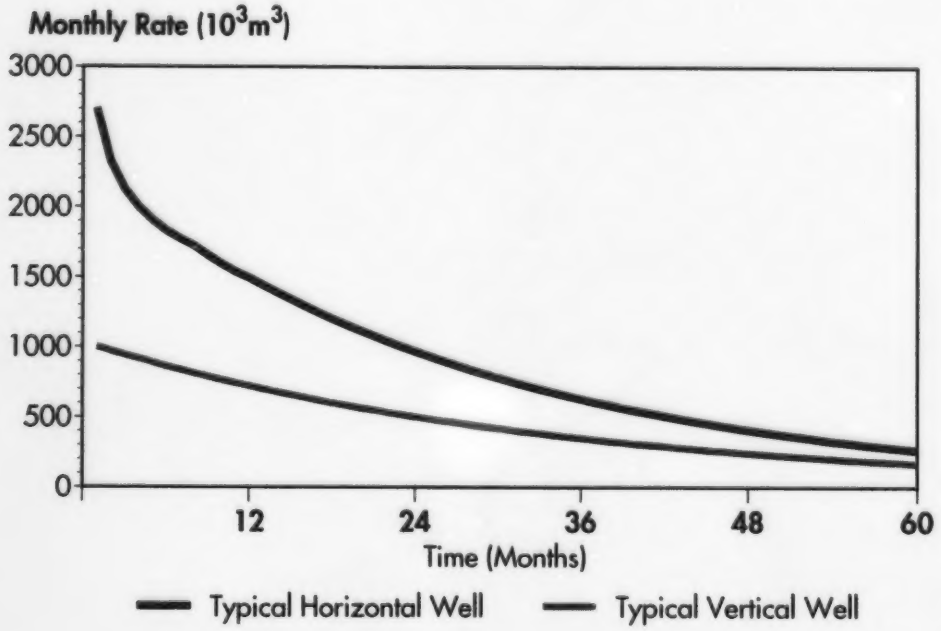
Peggo Field - Jean Marie A Pool

There are 23 horizontal and 26 vertical wells in this pool. Twenty of the 44 producing wells are horizontal. A total of 351 10^6m^3 of gas was produced from 14 vertical wells between 1989 and 1994 before horizontal wells came on stream. From 1994 to August 1998, an additional 570 10^6m^3 of gas was produced from the vertical wells. Thirty-six per cent of this additional gas was produced by twelve new vertical wells. During the same time, 1 073 10^6m^3 of gas was produced from the 23 horizontal wells. It is observed that horizontal wells were drilled where net pay values are generally lower than those of the vertical wells.

The initial monthly gas rate for a typical horizontal well is approximately 2 700 10^3m^3/month, which declines to about 1 500 10^3m^3/month after one year and to about 900 10^3m^3/month after three years (Figure 12). The initial monthly gas rate for a typical vertical well is about 1 000 10^3m^3/month which declines to about 700 10^3m^3/month after one year and to about 340 10^3m^3/month after three years. The overall recovery for a horizontal well is anticipated in the 40-130 10^6m^3 range. This range of values is similar to the values for the Midwinter Jean Marie pools and twice the anticipated 15-65 10^6m^3 recovery for a typical vertical well.

FIGURE 12

Peggo Jean Marie A



Yoyo Field - Pine Point A Pool

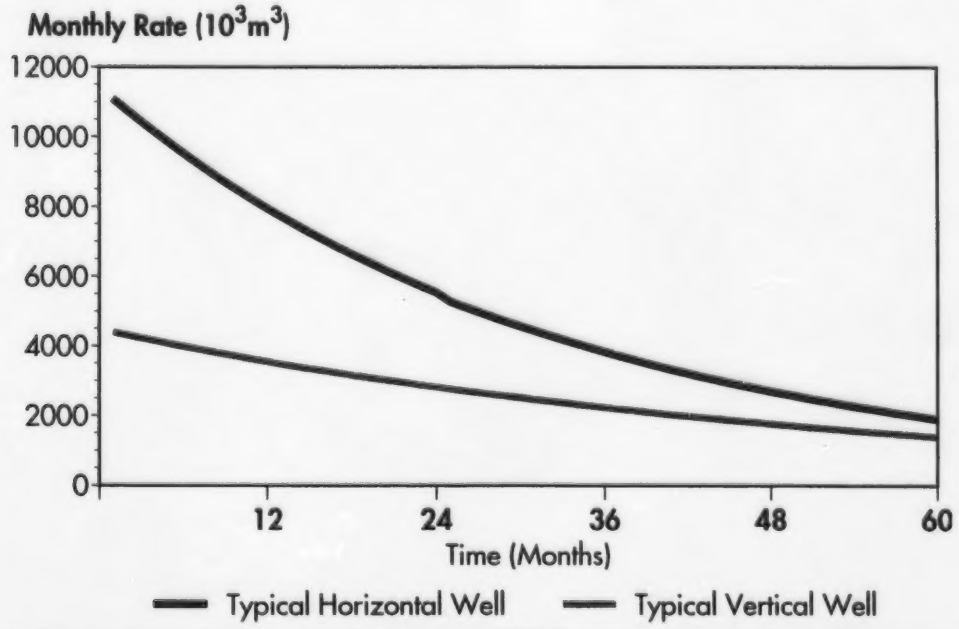
Gas production from this pool started in 1968. There are still 17 (6 horizontal and 11 vertical) wells on production. More than 90 per cent of the cumulative production to date (40 589 10^6m^3) was produced from the 27 vertical wells before horizontal wells were placed on production in 1994. Since 1994, a total of 3 869 10^6m^3 of raw gas has been produced. This gas production came from six horizontal wells (1 703 10^6m^3), three new vertical wells (116 10^6m^3) and eight old vertical wells (2 050 10^6m^3). A total of 16 vertical wells have been abandoned due to a combination of low monthly rates and high WGRs. Most of these wells were abandoned after the wells could not sustain consistent production rates above 1 000 10^3m^3/month.

All six horizontal wells were re-entry wells. Each was completed in a wellbore after a producing vertical well was suspended. Horizontal well, Yoyo c-032-I/094-I-13 was re-completed in 1995 after the vertical well was abandoned in 1993. It has produced about 346 10^6m^3 of raw gas in less than three years, an amount that the vertical wells, at their historical production rates, would have produced in five years. Yoyo a-002-L/094-I-14 was re-completed in 1994 and has produced a total of 270 10^6m^3 of raw gas in four years. The vertical wellbore had produced 3 272 10^6m^3in 23 years. In four years, Yoyo d-007-L/094-I-14 and c-020-L/094-I-14 have produced 491 10^6m^3 and 277 10^6m^3 of raw gas, respectively. Yoyo c-018-L/094-I-14 produced 115 10^6m^3 in two years and Yoyo c-A018-L/094-I-14 produced 128 10^6m^3 in three years.

Based on well performances, the analysis suggests that the initial monthly gas rate for a typical horizontal well is approximately 11 000 10^3m^3/month, which declines to about 7 700 10^3m^3/month after one year and to about 3 700 10^3m^3/month after three years (Figure 13). The initial monthly gas rate for a typical vertical well is about 4 400 10^3m^3/month, which declines to 3 500 10^3m^3/month after one year and to 2 200 10^3m^3/month after three years. The recovery for a horizontal well is anticipated to be 180-680 10^6m^3. This estimate is twice the anticipated 100-210 10^6m^3 for a typical vertical well.

FIGURE 13

Yoho Pine Point A



ECONOMICS

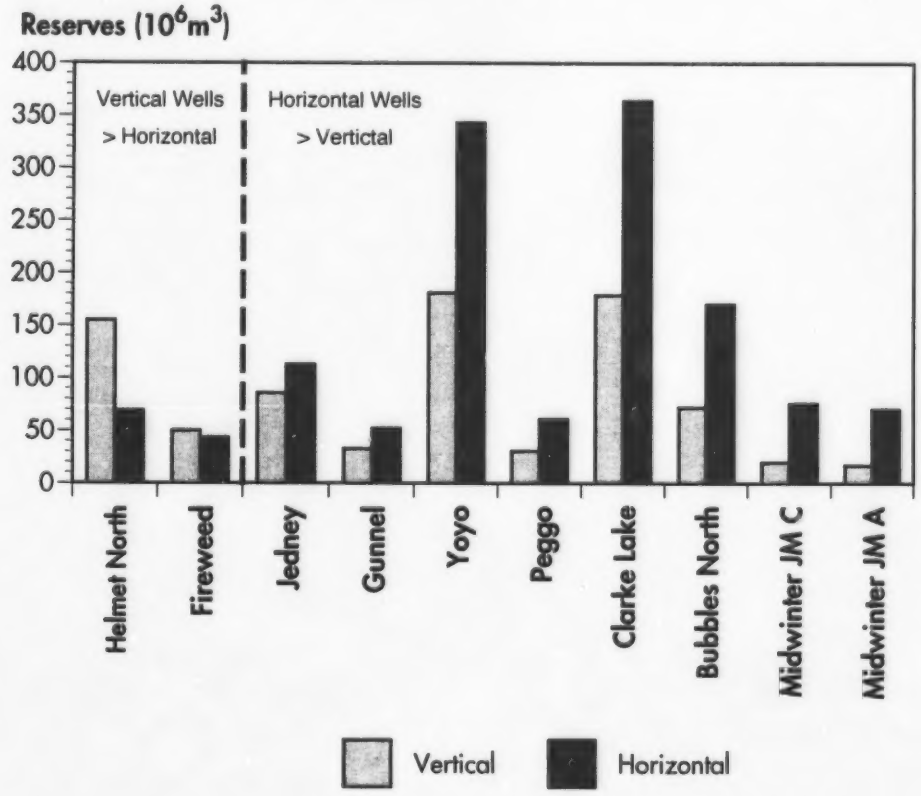
The economic viability of a typical vertical and horizontal gas well is evaluated using the concept of full-cycle supply cost at the plantgate, which expresses all of the costs associated with the gas exploration and development as an average cost per unit of production. The main cost components are: capital costs associated with exploration and development, production and operating costs, federal and provincial taxes, resource royalties and minimum required rate of return (ten per cent). The supply costs were calculated using the Petroleum Economic Evaluation Program (PEEP[1]) developed by Merak Projects Ltd.

The capital cost data was determined by examining historical costs for both the vertical and horizontal wells within the study areas. The average drilling and completion costs for a vertical well within these ten pools ranges from about $1 million to $1.2 million. For a horizontal well, the costs range from $1.4 million to $1.7 million, or approximately 1.5 times the cost of a vertical well. The average operating costs range from $8.65 to $17.49/$10^3 m^3$ of gas.

From the above analyses, it appears that horizontal wells in Helmet North and Fireweed do not recover more gas than the vertical wells (Figure 14). In the other eight pools, it is expected that a

FIGURE 14

Comparison of Estimated Well Reserves by Well Type



[1] Discussion of this program and the concept of supply costs can be found in Section 7.1.6 of *NEB's Supply and Demand 1993-2010*.

horizontal well will increase overall recovery ranging from a low of 20 per cent to a high of about 200 per cent. The following table shows the comparison of expected reserves and supply costs of typical horizontal wells to typical vertical wells (Table 3). On a cost basis at the plantgate, all vertical wells, with the exception of those in the Midwinter Jean Marie A (Figure 15) are economically feasible at a $\$70/10^6m^3$ gas price. All horizontal wells are also economically feasible at a $\$70/10^6m^3$ gas price. In order to justify the higher capital costs of horizontal wells, it is necessary that the horizontal well recover at least 35 per cent more than a vertical well in the same pool. In this study, that occurred in seven of the ten pools.

FIGURE 15

Supply Costs

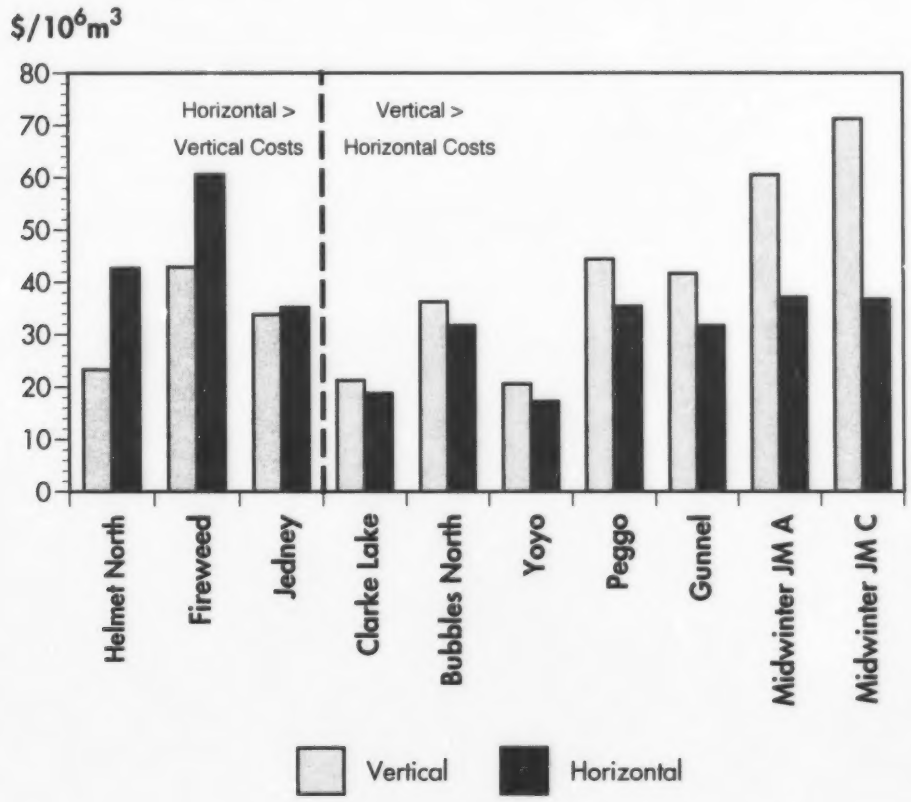


TABLE 3

Expected Reserves versus Supply Cost

	Reserves (10^3m^3)			Supply Costs ($/$10^3m^3$)		
	Vertical	Horizontal	Horizontal to Vertical Ratio	Vertical	Horizontal	Horizontal to Vertical Ratio
Bubbles North	72	170	2.38	36.28	31.70	0.87
Clarke Lake	179	364	2.03	21.25	18.77	0.88
Fireweed	51	44	0.87	42.89	60.63	1.41
Gunnel	36	58	1.61	41.71	31.70	0.76
Helmet North	155	69	0.45	23.36	42.69	1.83
Jedney	90	117	1.3	33.83	35.17	1.04
Midwinter JM A	24	82	3.48	60.58	37.14	0.61
Midwinter JM C	17	80	4.57	71.27	36.74	0.52
Peggo	30	58	1.91	44.43	35.36	0.80
Yoyo	209	363	1.74	20.59	17.26	0.84

CONCLUSIONS

The results of this study suggest that horizontal gas well projects are generally more productive than vertical wells and increase the recovery efficiency factor for mature gas reservoirs. Horizontal drilling is usually undertaken to achieve important technical objectives related to specific characteristics of a target reservoir. These characteristics typically involve the reservoir rock's permeability, increased wellbore surface area within the producing interval, and/or the expected propensity of the reservoir to develop water coning either from other parts of the reservoir or from adjacent rocks.

The productive permeability in a horizontal well is generally a combination of fracture permeability and matrix permeability. Horizontal wells drilled to intersect vertical fractures have typically demonstrated much higher initial production rates than nearby vertical wells. Each horizontal well proposal must be carefully analyzed to optimize its drilling and completion plans because horizontal wells are more costly than vertical wells.

By far, the most intensive application of horizontal drilling has been in the Jean Marie Formation. At year-end 1998, 81 horizontal gas wells had been drilled into this formation. Jean Marie horizontal wells, with the exception of the six horizontal wells in Helmet North, are more productive than the conventional offsetting vertical wells.

In successful horizontal drilling applications, the better performance of gas wells is generally due to the occurrence of a number of factors. First, operators are able to develop a reservoir with a smaller number of horizontal wells, since each well can drain a larger rock volume about its bore than a vertical well. Second, a horizontal well produces at rates several times greater than a vertical well. A faster producing rate translates to a higher recovery and higher rate of return than a vertical project would achieve. It is also expected that a successful horizontal well will lower the supply cost by at least 10 per cent. Third, use of a horizontal well may preclude or significantly delay the onset of production problems.

APPENDICES

APPENDIX 1

Horizontal Gas Well Operators in British Columbia (Year-End 1998)

	ABD	GAS	Potential	Susp	Testing	Total
Anderson Expl Ltd.		1				1
Anderson Rsrcs Ltd.		1				1
Beau Cda Expl Ltd.		16	1		2	19
Berkley Petrl Corp.	1	12	3	4		20
Blue Range Rsrc Corp.		8		1		9
Cabre Expl Ltd.		1				1
Cannat Rsrcs Inc.	1	4	2	1		8
Cdn Nat Rsrcs Ltd.		2	1	4		7
Crestar Enrg Inc.	1	2		1		4
Home Oil Comp Ltd.	1	8		1	1	11
Interaction Rsrcs Ltd.				1		1
Intl Colin Enrg Corp.	1					1
Jet Enrg Corp.			3			3
Mobil Oil Cda	2	4				6
Numac Enrg Inc.		1				1
Pan East Petrl Corp.		5				5
Penn West Petrl Ltd.		6				6
Petro-Cda O&G	3	36	8	4	1	52
Pioneer Nat Rsrcs Cda Inc.			2			2
Poco Petrls Ltd.	6	3	1	3		13
Pursuit Rsrcs Corp.				2		2
Ranger Oil Ltd.		35	3	3		41
Remington Enrg Ltd.		7	3		2	12
Shiningbank Enrg Ltd.			1			1
Summit Rsrcs Ltd.		7				7
Suncor Enrg Inc.		2	1			3
Talisman Enrg Inc.			1	1		2
Tarragon O&G Ltd.		2	3	3		8
Union Pacific Rsrcs Inc.		10				10
Unocal Cda Ltd.		4				4
Wascana Enrg Inc.	1	5		1		7
Total	**17**	**179**	**32**	**30**	**6**	**268**

APPENDIX 2 PART A

Well Status List of Horizontal Gas Wells in British Columbia (Year-End 1998)

POOL	ABD	GAS Inject	GAS Well	Potential Multizone GAS	Potential GAS	Susp GAS	Testing GAS	ABD GAS
ADSETT SLAVE POINT A						1		1
AITKN CK GETHING A		2	2					4
BBBLES N BLDL/U C LK A			4					4
BCK CK W BALDONNEL F			2					2
BEG BALDONNEL A			4					4
BEG BALDONNEL C			1			1		2
BEG BALDONNEL E							1	1
BIRCH BALDONNEL A			1					1
BIRCH BALDONNEL H						1		1
BIRLY CK BALDONNEL			1					1
BIRLY CK BALDONNEL B			1					1
BLLMSE W PRDNT-BLDNL D	1		1					2
BOULDER PRDNT-BLDNL B			1					1
CACHE CK DOIG G							1	1
CLRKE LK SLAVE POINT A	1		7					8
EVIE BNK PINE POINT	1							1
EVIE BNK SLAVE POINT A	1							1
F S J SE BALDONNEL A			2					2
F S J SE HALFWAY A			1					1
F ST JHN BALDONNEL B			1					1
F ST JHN L BELLOY A			1					1
FIREWEED BALDONNEL E			4					4
FIREWEED BLUESKY			1					1
FIREWEED DUNLEVY			1					1
GUNNEL JEAN MARIE A	1		7			1		9
GUNNEL JEAN MARIE B			2					2
HELMET JEAN MARIE			2					2
HELMET JEAN MARIE A			1					1
HELMET JEAN MARIE F			4					4
HELMET N JEAN MARIE A			6			1		7
HOFFARD SLAVE POINT D			1					1
JEDNEY BLDL/U C LK A			11					11

(Continued)

APPENDIX 2 PART B

Well Status List of Horizontal Gas Wells in British Columbia (Year-End 1998)

POOL	ABD	GAS Inject	GAS Well	Potential Multizone GAS	Potential GAS	Susp GAS	Testing GAS	ABD GAS
KTCHO LK SLAVE POINT A						1		1
KTH LK E SLAVE POINT C			1					1
LPRSE CK BLDL/U C LK A			2					2
MDWINTER JEAN MARIE			1					1
MDWINTER JEAN MARIE A			6					6
MDWINTER JEAN MARIE C			15					15
MURRAY BALDONNEL B						1		1
MURRAY PRDNT-BLDNL B	1					1		2
NIG CK BALDONNEL A			2					2
OTH AREA JEAN MARIE			6				1	7
OTH AREA SLAVE POINT	1							1
OTH AREA UNKNOWN			2					2
PARKLAND WABAMUN A			1					1
PEGGO JEAN MARIE			1					1
PEGGO JEAN MARIE A	1		20			1	1	23
PEGGO JEAN MARIE B			2					2
PICKELL BALDONNEL						1		1
PRSPATOU BALDONNEL			1					1
SAHTANEH PINE POINT C	1					1		2
SIERRA PINE POINT A			4					4
SIKANNI DEBOLT A			1					1
SIPHON DUNLEVY A			1					1
STDDRT W DOIG E		1						1
STDDRT W DUNLEVY B			1					1
STDDRT W DUNLEVY D			1					1
STDDRT W GETHING			1					1
STDDRT W HALFWAY C			1					1
TMMY LKS HALFWAY A			1					1
TSEA JEAN MARIE A			1					1
YOYO PINE POINT A			6					6
YOYO SLAVE POINT A			1					1
UNIDENTIFIED						1		1
Total	**17**	**3**	**179**	**1**	**32**	**30**	**6**	**268**

APPENDIX 3

Horizontal Gas Wells in B.C.

Status	Count	Cum Gas (10^6m^3)	Cum Oil (m^3)	Cum Water (10^3m^3)
Abandoned GAS	17	239.8	0.4	20.0
GAS Inject	3	169.8	14 649.0	0.1
GAS Well	179	9 430.7	8 435.1	418.3
Potent Multi-zone GAS	1			
Potential GAS	32			
Suspended GAS	30	322.2	284.3	6.8
Testing GAS	6	62.1	1 626.6	0.1
Total	**268**	**10 224.6**	**24 995.4**	**445.3**

APPENDIX 4

Production Profile for B.C. Gas Wells

		Expected Monthly Rate (10^3m^3/month)			
		Initial	**After 1 yr**	**After 2 yrs**	**After 3 yrs**
Bubbles North Baldonnel/Upper Charlie Lake A	vertical	1 327	1 240	1 159	1 084
	horizontal	4 848	2 851	2 402	2 167
	ratio	3.7	2.3	2.1	2
Clarke Lake Slave Point A	vertical	4 000	3 200	2 644	2 145
	horizontal	12 100	7 600	55 904	4 345
	ratio	3	2.4	2.2	2.2
Fireweed Baldonnel E	vertical	1 670	1 257	923	609
	horizontal	2 887	1 131	659	435
	ratio	1.7	0.9	0.7	0.7
Gunnel Jean Marie A	vertical	1 300	900	600	420
	horizontal	4 500	1 250	850	560
	ratio	3.5	1.4	1.4	1.3
Helmet North Jean Marie A	vertical	3 000	2 650	2 350	2 100
	horizontal	1 450	1 210	1 000	830
	ratio	0.5	0.5	0.4	0.4
Jedney Baldonnel/Upper Charlie Lake A	vertical	2 500	1 900	1 400	1 050
	horizontal	4 650	2 300	1 700	1 300
	ratio	1.8	1.2	1.2	1.2
Midwinter Jean Marie A	vertical	688	483	403	341
	horizontal	3 070	1 588	1 168	925
	ratio	4.5	3.3	2.9	2.7
Midwinter Jean Marie C	vertical	487	414	334	254
	horizontal	3 260	1 512	1 042	766
	ratio	6.6	3.7	3.1	3
Peggo Jean Marie A	vertical	1 000	700	487	350
	horizontal	2 700	1 440	934	629
	ratio	2.2	2.1	1.9	1.9
Yoyo Pine Point A	vertical	4 400	3 480	2 800	2 200
	horizontal	11 000	7 710	5 500	3 700
	ratio	2.5	2.2	1.9	1.7

APPENDIX 5

Recovery Profile for B.C. Gas Wells

		Expected Recovery (10^3m^3/month)			
		After 1 yr	**After 2 yrs**	**After 3 yrs**	**Cumulative**
Bubbles North Baldonnel/Upper Charlie Lake A	vertical	15.4	29.9	43.4	71.5
	horizontal	42.5	73.9	101.3	170.3
	ratio	2.8	2.5	2.3	2.4
Clarke Lake Slave Point A	vertical	43.4	78.5	107	178.8
	horizontal	114	194.1	257	363.3
	ratio	2.6	2.5	2.4	2
Fireweed Baldonnel E	vertical	17.5	30.2	39.7	56.6
	horizontal	20.8	30.8	37.2	49.8
	ratio	1.2	1	0.9	0.9
Gunnel Jean Marie A	vertical	13.2	22.3	28.5	35.8
	horizontal	25.4	38.2	46.5	57.6
	ratio	1.9	1.7	1.6	1.6
Helmet North Jean Marie A	vertical	32.5	59.1	80.9	155.4
	horizontal	16.1	29.4	40.5	68.9
	ratio	0.5	0.5	0.5	0.5
Jedney Baldonnel/Upper Charlie Lake A	vertical	26.7	46.7	61.7	89.6
	horizontal	37.5	61.5	79.5	116.7
	ratio	1.4	1.3	1.3	1.3
Midwinter Jean Marie A	vertical	6.5	11.1	11.5	23.5
	horizontal	24.9	40.9	43.2	81.9
	ratio	3.8	3.7	3.8	2.9
Midwinter Jean Marie C	vertical	5.6	10.2	14.1	17.4
	horizontal	24.9	39.7	50.3	70.9
	ratio	4.4	3.9	3.6	4.1
Peggo Jean Marie A	vertical	10.3	17.4	22.4	27.4
	horizontal	22.9	36.9	46.2	57.6
	ratio	2.2	2.1	2.1	2.1
Yoyo Pine Point A	vertical	15.4	29.9	43.4	71.5
	horizontal	42.5	73.9	101.3	170.3
	ratio	2.8	2.5	2.3	2.4

APPENDIX 6

Expected Gas Well Recovery (10^6m^3)

	Vertical				Horizontal			
	Min	Mode	Mean	Max	Min	Mode	Mean	Max
Bubbles North	60	112	116	211	116	220	224	427
Clarke Lake	54	131	169	362	264	495	503	959
Fireweed	32	60	62	113	40	77	78	147
Gunnel	16	30	36	71	58	101	123	238
Helmet North	81	129	154	271	33	72	67	124
Jedney	35	69	86	172	82	160	162	309
Midwinter JM A	24	77	73	134	48	92	89	176
Midwinter JM C	5	17	21	46	46	108	109	196
Peggo	15	31	30	64	37	68	72	132
Yoyo Pine Pt A	98	197	205	372	182	393	357	684

APPENDIX 7

Re-Completed Horizontal Gas Wells in B.C.

Well ID	Spud Date	Completion Date	Field Name	Pool Name	Cum Gas (10^6m^3)	Cum Water (10^3m^3)
200/b-028-L/094-I-14/02	2/27/64	10/15/96	YOYO	PINE POINT A	115.8	25.3
200/d-013-J/094-J-10/02	12/4/65	2/9/96	CLRKE LK	SLAVE POINT	437.7	15.9
200/c-006-L/094-I-14/02	12/22/66	3/11/94	YOYO	PINE POINT A	491.4	14
200/a-002-L/094-I-14/02	1/21/68	8/17/94	YOYO	PINE POINT A	269.9	105.1
200/d-094-I/094-J-10/02	1/19/72	8/25/97	CLRKE LK	SLAVE POINT	16	6.6
200/c-036-I/094-I-13/03	12/8/75	12/12/97	YOYO	SLAVE POINT	2.1	0.4
200/d-007-J/094-I-14/03	12/15/75	3/28/96	KTH LK E	SLAVE POINT	24	2.8
200/b-032-I/094-I-13/02	1/21/76	10/7/95	YOYO	PINE POINT A	345.5	24.8
200/b-030-L/094-I-14/02	1/19/78	8/20/94	YOYO	PINE POINT A	276.9	104.1
200/d-019-L/094-I-14/02	1/8/79	7/21/95	YOYO	PINE POINT A	203.5	12.9
102/02-26-087-21W6/03	10/28/85	9/4/96	STDDRT	DUNLEVY B	107.6	0.6
Total					**2 290.3**	**312.4**

APPENDIX 8

B.C. Producing Horizontal Gas Wells by Pool

Pool Name	Count	Cum Gas (10^6m^3)	Cum Oil (10^6m^3)	Cum Water (10^6m^3)
BALDONNEL	2	9.4	0	0.1
BALDONNEL A	9	238.4	0.8	11.4
BALDONNEL B	2	9.1	0	0.6
BALDONNEL C	1	40.2	0	0.7
BALDONNEL E	4	153	0	15.2
BALDONNEL F	2	72.5	0.8	0.3
BLDL/U C LK A	17	1 147.9	0.8	25.8
BLUESKY	1	11.5	0	0.4
DEBOLT A	1	14.1	0	0
DUNLEVY	1	13.7	0	0.8
DUNLEVY A	1	29.4	0	2.5
DUNLEVY B	1	107.6	0	0.6
DUNLEVY D	1	16.4	0	2.3
GETHING	1	0.9	0	0
GETHING A	2	1 181.5	0	0.2
HALFWAY A	2	10	0	0.1
HALFWAY C	1	68.5	0	0.5
JEAN MARIE	10	48.7	0.2	0.2
JEAN MARIE A	41	1 774.4	5.8	10.3
JEAN MARIE B	4	25.2	0	0.2
JEAN MARIE C	15	470.9	0.2	2.2
JEAN MARIE F	4	68.3	0.4	0.1
LWR BELLOY A	1	1.3	0	0
PINE POINT A	10	2 218.9	0	290.9
PRDNT-BLDNL B	1	441.1	0	0.7
PRDNT-BLDNL D	1	109.5	0	8
SLAVE POINT A	8	983	0	40.5
SLAVE POINT C	1	24	0	2.8
SLAVE POINT D	1	54.9	0	0.8
UNKNOWN	2	17.8	0.1	0
WABAMUN A	1	68.6	0	0.3
Total	**149**	**9 430.7**	**8.4**	**418.3**

BRITISH COLUMBIA
British Columbia Ministry of Energy and Mines

Office national de l'énergie
National Energy Board

OGC OIL AND GAS COMMISSION
Oil and Gas Commission of British Columbia

Analyse du rendement des puits de gaz horizontaux de la Colombie-Britannique

octobre 2000

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2000
représenté par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE23-87-2000F
ISBN 0-662-84721-0

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :
Coordonnateur des publications
Office national de l'énergie
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2P 0X8
Télécopieur : (403) 292-5503
Téléphone : (403) 299-3562
Internet : www.neb.gc.ca

En personne, au bureau de l'Office :
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

En personne, au bureau de l'OGC :
Reservoir Engineering & Geology Branch
6e étage, 1810 rue Blanshard
Victoria, C. B.

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2000
as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE23-87/2000E
ISBN 0-662-28977-3

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
Publications Coordinator
National Energy Board
~~444~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 0X8
Fax: (403) 292-5503
Phone: (403) 299-3562
Internet: www.neb.gc.ca

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

For pick-up at the OGC:
Reservoir Engineering & Geology Branch
6th Floor, 1810 Blanshard Street
Victoria, B.C.

Printed in Canada

Publication imprimée sur du papier recyclé, contenant 20 % de déchets.

TABLE DES MATIÈRES

Liste des graphiques (ii)

Liste des tableaux (ii)

Abréviations (iii)

Avant-propos (iv)

Sommaire (v)

Introduction 1

Méthodologie 3

Résultats obtenus et problématique 5

Résultats de l'analyse des gisements 7

Bubbles North Baldonnel/Upper Charlie Lake A 7
Clarke Lake Slave Point A 8
Fireweed Baldonnel E 9
Gunnel Jean Marie A 10
Helmet North Jean Marie A 11
Jedney Baldonnel/Upper Charlie Lake A 12
Midwinter Jean Marie A 13
Midwinter Jean Marie C 14
Peggo Jean Marie A 15
Yoyo Pine Point A 16

Aspects financiers 17

Conclusions de l'analyse 20

Annexes 21

LISTE DES GRAPHIQUES ET TABLEAUX

Graphiques

1. Nord-Est de la Colombie-Britannique 1
2. Rendements des puits de gaz horizontaux de la Colombie-Britannique 2
3. Production de gaz par année d'exploitation 3
4. Gisement Bubbles North Baldonnel/Upper Charlie Lake A 7
5. Gisement Clarke Lake Slave Point A 8
6. Gisement Fireweed Baldonnel E 9
7. Gisement Gunnel Jean Marie A 10
8. Gisement Helmet North Jean Marie A 11
9. Gisement Jedney Baldonnel/Upper Charlie Lake A 12
10. Gisement Midwinter Jean Marie A 13
11. Gisement Midwinter Jean Marie C 14
12. Gisement Peggo Jean Marie A 15
13. Gisement Yoyo Pine Point A 16
14. Comparaison des réserves estimatives des puits par type de puits 17
15. Coûts de l'offre 18

Tableaux

1. Méthode de calcul du rendement 4
2. Indicateurs de production calculés pour les puits de gaz horizontaux productifs 4
3. Réserves projetées et coûts de l'offre 19

LISTE DES ABRÉVIATIONS

Abréviations

10^3	millier
10^6	million
10^3m^3	millier de mètres cubes
10^6m^3	million de mètres cubes
ab.	abandonné
ans.	année ou annuel
BCMEM	Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britanniques
BCOGC	British Columbia Oil & Gas Commission
cum.	cumulaf
m	mètre
m^3	mètre cube
ONÉ	Office national de l'énergie
N	Nord
PÉÉP	Programme d'évaluation économique pétrolière prod. cumproduction cumulative
prov. fermé	provisoirement fermé
REG.	ratio eau-gaz

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (ONÉ) surveille de façon continue l'évolution générale de la situation canadienne sur le plan énergétique en cernant les changements à court et à long terme touchant l'offre et la demande. L'ONÉ publie un survol de la situation à court terme intitulé *Évaluation du marché de l'énergie* et des compte-rendus des changements à long terme dans le document *Rapports sur l'offre et la demande*, et prépare à certaines occasions des rapports plus techniques.

Le présent rapport intitulé *Analyse du rendement des puits de gaz horizontaux de la Colombie-Britannique* dresse un tableau de l'utilisation des technologies de forage des puits horizontaux en vue de la production de gaz dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique de 1988 à 1998. Il a été préparé à l'intention de spécialistes techniques et s'attache à décrire, avec la plus grande concision possible, l'état actuel de la technologie du forage horizontal et de ses applications, ainsi que leurs répercussions probables.

Ce rapport a été préparé par le service Responsabilités des secteurs des produits, de l'ONÉ, le Oil and Gas Commission of British Columbia (OGC) et le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique (MEMCB). Les renseignements présentés dans les pages qui suivent ne doivent pas être assimilés à une politique de l'ONÉ, du OGC, du MEMCB ou de tout autre organisme.

Ces organismes seront heureux de recevoir vos commentaires au sujet de l'élaboration ou de l'emploi de la méthodologie retenue ou encore des conclusions du présent rapport. Ces commentaires doivent être acheminés au Secrétariat, Office national de l'énergie, ~~111~~, Septième Avenue S.-O., Calgary (Alberta) Canada T2P 0X8.

SOMMAIRE

Ce rapport porte sur le forage de puits horizontaux en vue de la production de gaz naturel en Colombie-Britannique. Sur le plan technique, l'intérêt du forage horizontal provient de ce qu'il augmente le bénéfice tiré de l'exploitation du puits en mettant une plus grande partie de la roche réservoir en contact avec la surface du trou de sonde.

Le présent rapport recommande une analyse minutieuse des projets de forage de puits de gaz horizontaux en vue d'optimiser les méthodes de forage et de complétion, parce que les coûts de ce type de puits sont plus élevés et que le « comportement » de ces réservoirs est plus complexe. Il propose également, en guise de conclusion, que les « meilleurs » rendements de production et les « meilleurs » avantages financiers sont déterminés par un certain nombre de facteurs.

Tout d'abord, les exploitants sont souvent en mesure d'extraire les ressources d'un réservoir avec un nombre limité de puits, puisque le trou de sonde de chaque puits horizontal permet d'extraire de la roche réservoir un plus grand volume que le trou d'un puits vertical. Les réserves prouvées par puits sont par conséquent plus élevées que ce qu'elles seraient s'il s'agissait de puits verticaux. Dans le cas, par exemple, du gisement Midwinter de la Formation Jean Marie C, seulement 16 puits horizontaux ont été forés et l'on estime qu'il faudrait forer 57 puits verticaux pour atteindre le même stade de développement.

En second lieu, un puits horizontal peut générer une production beaucoup plus élevée qu'un puits vertical, la surface de contact entre le trou de sonde et la couche productrice étant beaucoup plus importante. Un taux de production plus élevé entraîne automatiquement une plus grande récupération des ressources. Dans le cas du champ Midwinter du gisement de la Formation Jean Marie A, les taux initiaux de production des complétions horizontales dans des conditions de pression similaires sont de trois à quatre fois plus élevés que ceux des complétions verticales. Les sept puits horizontaux ont généré près de 83 pour cent de la production brute totale de gaz, en comparaison de 13 cent des ressources récupérées par les six puits verticaux. On peut habituellement compter qu'un puits horizontal foré avec succès réduira le coût de l'offre d'au moins dix pour cent.

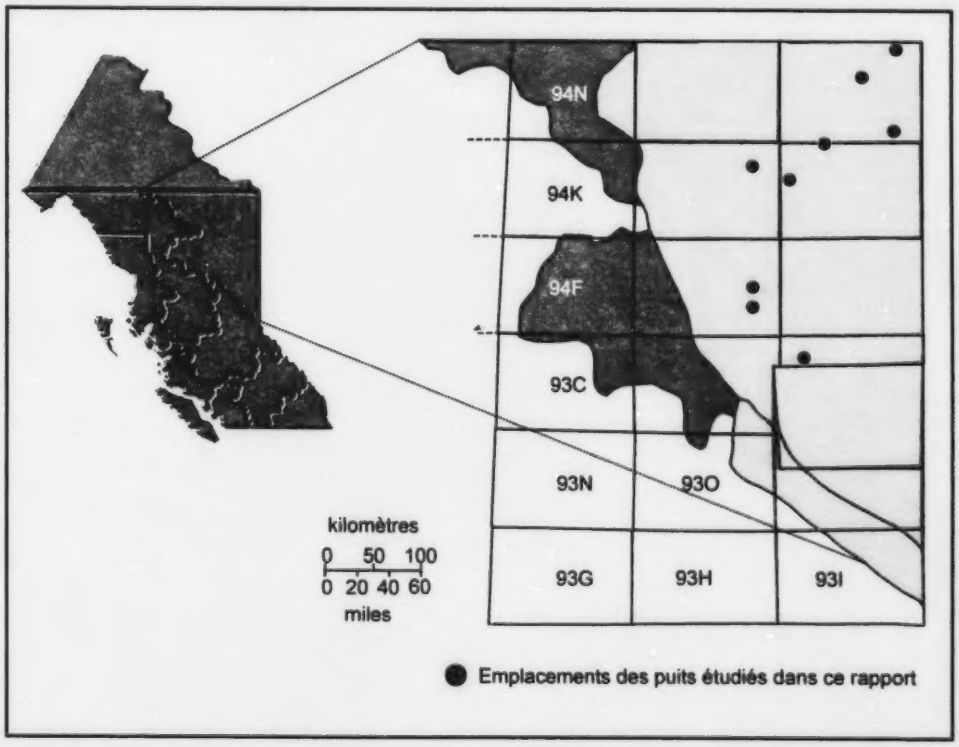
Troisièmement, le forage d'un puits horizontal peut éviter ou retarder considérablement l'apparition des problèmes de production associés à de faibles taux de production, à des taux de récupération peu élevés et/ou à l'abandon trop rapide d'un puits.

INTRODUCTION

Les puits horizontaux sont connus depuis un certain temps déjà. Le recours aux techniques du forage horizontal pour les travaux d'exploration, de développement et de production a connu un essor rapide durant la dernière décennie. Jusqu'à ce jour, la plupart des puits horizontaux forés visaient à trouver des réservoirs de pétrole brut bien ciblés. Aucune contrainte physique n'interdit l'application de cette technologie à la recherche de gaz naturel. Le succès de cette technologie, particulièrement en Saskatchewan, a favorisé son essai dans des régions géographiques et dans des conditions géologiques très variées. La longueur des sondages horizontaux qui ont été forés s'est accrue rapidement et les déplacements horizontaux peuvent maintenant atteindre plus de 2 440 mètres (8 000 pieds). La mise en application des plus récentes techniques de rentrée dans un puits, de forage horizontal à faible rayon, de forage en dépression avec tube d'intervention enroulé, de complétions horizontales perfectionnées et de puits multibranches croît à une vitesse impressionnante. Ces nouvelles techniques permettent souvent une exploitation des réservoirs dont la production de pétrole ou de gaz peut être améliorée à l'aide de la technologie liée au forage de puits horizontaux. Une mise en application à un faible coût, des taux de production de trois à dix fois plus élevés et un taux accru de récupération finale des hydrocarbures font tout l'attrait de cette technologie. La mise au point d'outils de forage directionnels de diamètre réduit, de systèmes de surveillance en temps réel et de méthodes de forage au tube d'intervention enroulé ont ouvert la voie à la rentrée par filiforage dans des puits horizontaux.

GRAPHIQUE 1

Nord-Est de la Colombie-Britannique

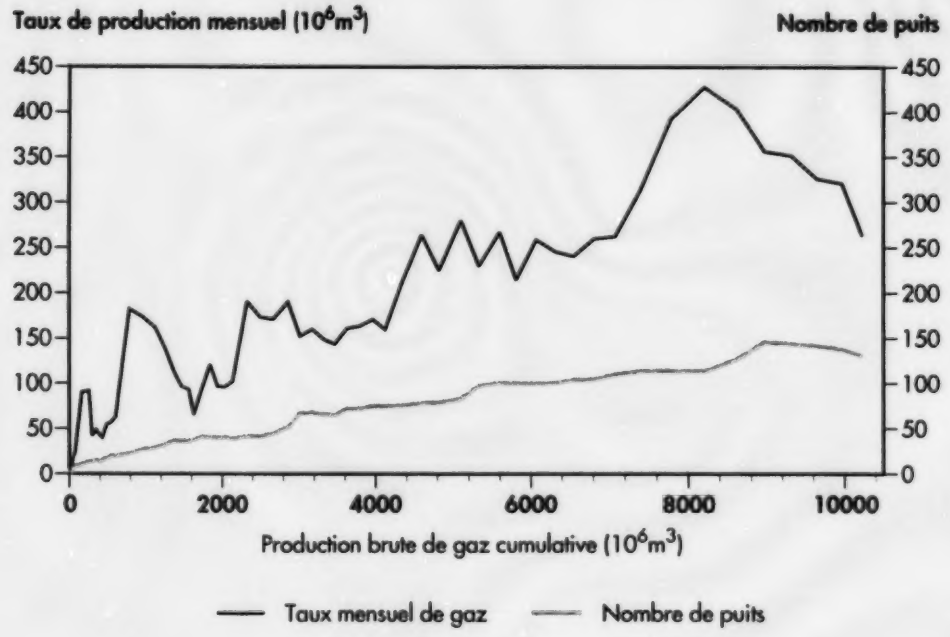


Les techniques de forage horizontal en vue de l'exploration et de la mise en production des réserves de gaz de la Colombie-Britannique ont été souvent utilisées au cours des années 1993 à 1998. Le nombre total de puits horizontaux forés en vue de trouver du gaz est passé de sept à 268 au cours de la même période. Le coût élevé du forage horizontal limite toutefois son utilisation aux situations où les paramètres du réservoir indiquent que le forage de puits verticaux ne permettrait pas d'en tirer les mêmes avantages financiers.

Ce document traite surtout des applications de la technologie du forage horizontal à la production de gaz naturel en Colombie-Britannique. À la fin de l'année 1998, 147 des 268 puits de gaz horizontaux forés étaient en activité. La production brute cumulative de gaz était au total de 10 225 10^6m^3 (annexe 3). Des vingt-huit exploitants ayant eu recours à cette technologie en Colombie-Britannique, Petro-Canada et Ranger Oil ont été les plus grands utilisateurs (annexe 1). Les formations ayant été le plus souvent ciblées par les travaux d'exploration gazéifère sont le complexe carbonaté Jean Marie du Dévonien supérieur (81 puits), les roches carbonatées de la formation triasique de Baldonnel (25 puits), les récifs carbonatés du Dévonien moyen, y compris les formations de Slave Point (15 puits) et de Pine Point (13 puits) (annexe 2).

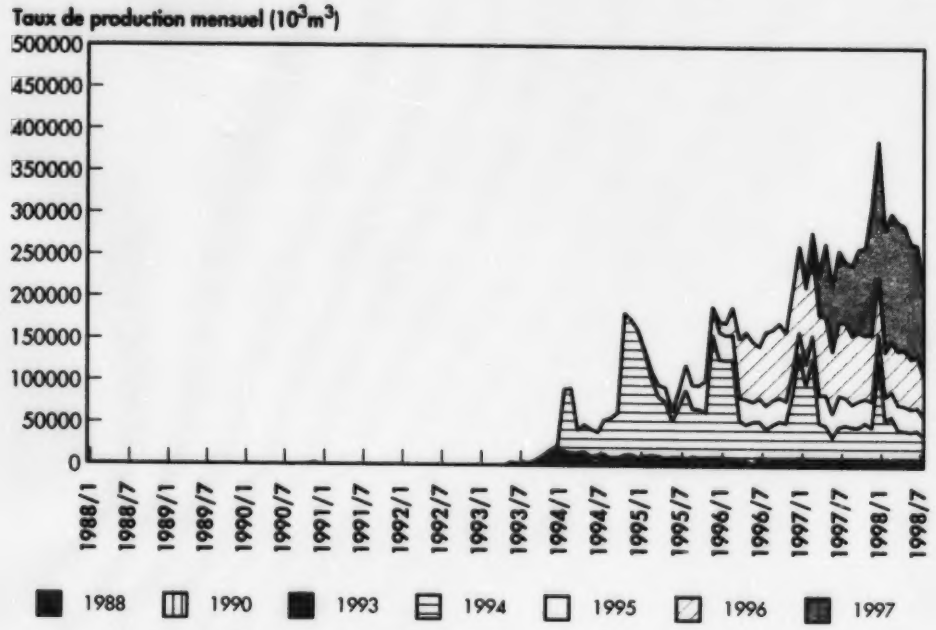
GRAPHIQUE 2

Rendement des puits de gaz horizontaux de la Colombie-Britannique



GRAPHIQUE 3

Production de gaz par année d'exploitation



MÉTHODOLOGIE

Les analyses graphiques et statistiques des données de production constituent des sources d'information exceptionnelles pour l'évaluation du rendement des gisements et des puits. La méthodologie ayant présidé à cette étude est résumée dans le tableau 1.

Le tableau 2 liste les indicateurs de production étudiés. Comme les puits ne sont pas toujours en production en même temps et que la production de gaz est enregistrée chaque mois auprès du MEMCB, il a été établi que le meilleur indicateur de l'état d'un réservoir de gaz est le « taux de production mensuel ». Le choix du taux convenant le mieux à l'étude des gisements - la production mensuelle moyenne de chaque gisement ou la production d'un puits représentatif du groupe de puits considérés - a posé plus de difficultés. Le taux le plus approprié varie en fonction du type de réservoir et des données recueillies à son sujet. Dans la plupart des cas, les valeurs de ces deux taux sont à peu de chose près comparables.

Une grande partie des données de production a fait l'objet d'un processus d'assurance de la qualité. Bien que 268 puits horizontaux aient été forés au total, seulement 86 des 147 puits productifs ont fourni suffisamment de données pour être utilisés dans le cadre de cette étude. Ces 86 puits étaient regroupés dans 10 gisements, qui ont ensuite été soumis à une analyse détaillée. Des profils de production moyens tant pour les puits verticaux que pour les puits horizontaux ont été établis pour chacun des gisements examinés. Les puits verticaux dont la date de production initiale était proche de celle des puits horizontaux ont été sélectionnés aux fins de comparaison de la productivité, au même stade d'épuisement du réservoir.

Les données de production mensuelle se rapportant à chaque puits ont été extraites et normalisées. L'analyse de ces données visait surtout à définir les taux moyens, c'est-à-dire caractéristiques, du gisement sélectionné. Une analyse du déclin a ensuite été intégrée au graphique de l'évolution du taux de production mensuel dans le temps afin d'estimer le taux mensuel de production de gaz et la production cumulative de gaz par puits au cours d'une période de trois ou de cinq ans. Les données de production et les courbes de déclin ont aussi permis de calculer des taux mensuels en vue d'établir les profils de production mensuel moyen tant des puits verticaux que des puits horizontaux (annexes 4, 5 et 6).

TABLEAU 1

Méthode de calcul du rendement

1.	Récupérer les données de production des puits horizontaux et verticaux.
2.	Diviser la production de gaz par le nombre d'heures de production par mois pour calculer les taux moyens.
3.	Faire l'analyse du déclin exponentiel de la courbe de production cumulative pour estimer la quantité de gaz récupérable par puits et pour tracer la courbe de déclin.
4.	Utiliser les données de production et les taux de diminution pour obtenir le profil de production tant des puits horizontaux que des puits verticaux.
5.	Établir, à l'aide des données obtenues à l'étape 4, des profils probabilistes de la production et de la récupération finale des puits horizontaux et des puits verticaux.

TABLEAU 2

Indicateurs de production calculés pour les puits de gaz horizontaux productifs

1.	Taux de production de gaz maximal
2.	Production maximale d'eau
3.	Taux de production de gaz mensuel durant le semestre le plus productif
4.	Taux de production d'eau mensuel durant le semestre le plus productif
5.	Délais pour atteindre le taux de production de gaz maximal et le taux de production d'eau maximal
6.	Délai pour obtenir la meilleure production de gaz semestrielle
7.	Rapport gaz/eau

RÉSULTATS OBTENUS ET PROBLÉMATIQUE

C'est en 1988 qu'on a commencé à tirer une production de gaz des puits horizontaux. La plupart des activités de production ont cependant été réalisées après 1993. À la fin de l'année 1998, 179 puits de gaz avaient été forés, 52 puits avaient été abandonnés ou provisoirement fermés et 33 puits de gaz potentiels avaient été repérés. Les exploitants ont essentiellement concentré leurs activités sur les puits horizontaux de rentrée à faible risque et les puits de développement à risque modéré forés dans des gisements connus, où la présence d'hydrocarbures a été confirmée. Les formations les plus souvent ciblées étaient le complexe carbonaté Jean Marie du Dévonien supérieur, les roches carbonatées de la Formation triasique de Baldonnel et les récifs carbonatés du Dévonien moyen. Seulement cinq puits d'exploration à risque élevé ont été forés et deux d'entre eux ont conduit à la découverte de ressources. Le taux de réussite global pour les puits de développement à risque modéré et à faible risque a été de 65 pour cent, comparativement à 40 pour cent dans le cas des puits d'exploration à risque élevé.

Fait intéressant, 11 des 147 puits de gaz horizontaux productifs (annexe 7) ont fait l'objet de forages verticaux avant 1986 et, par la suite, de travaux de recomplétion en rentrée comme puits de gaz horizontaux au cours des années 1990. La rentrée, à une époque envisagée seulement en dernier ressort, est devenue un moyen de prolonger la durée de vie d'un champ et d'accroître la production d'hydrocarbures. La production cumulative de gaz de ces 11 puits était de 2 290 10^6m^3, soit 22,4 pour cent de la production totale de gaz des puits horizontaux forés jusqu'à maintenant. Les 147 puits toujours productifs représentent approximativement 92 pour cent de la production cumulative de gaz des puits horizontaux de la Colombie-Britannique (annexe 8).

La roche réservoir de la Formation Jean Marie du Devonien supérieur constitue de loin le plus grand regroupement de forages horizontaux. À la fin de l'année 1998, 30 pour cent de tous les puits de gaz horizontaux, soit 81 puits, avaient été forés dans cette formation. Gigantesque complexe récifal carbonaté, cette formation gazéifère présente en plusieurs endroits un très grand nombre de fractures. La productivité de ce réservoir est en grande partie tributaire de la perméabilité par fracturation, et non de la perméabilité de la matrice. Par conséquent, les puits horizontaux forés en vue de croiser de nombreuses fractures verticales à un angle quasi perpendiculaire ont presque toujours permis d'enregistrer des taux de production initiale beaucoup plus élevés que les puits verticaux précédemment exploités. Les puits horizontaux de la Formation Jean Marie, à l'exception des six puits horizontaux du gisement Helmet North, produisent davantage que les puits verticaux traditionnels et expliquent la récente augmentation de la production de gaz tirée de cette formation. Des débits de plus de 3 000 10^3m^3 par mois ont été enregistrés dans un certain nombre de puits. Le taux de productivité calculé (quantité d'hydrocarbures produits par le sondage horizontal par rapport à la quantité tirée du sondage vertical de limite) variait entre 1,9 et 3,8 à la fin de la première année d'exploitation.

Les puits de gaz horizontaux forés en Colombie-Britannique connaissent généralement un déclin exponentiel. En moyenne, ils permettent d'augmenter la récupération finale d'hydrocarbures et d'obtenir des taux de production initiale de deux à trois fois plus élevés que les puits verticaux. De plus, pour des formations comparables, les taux de production diminuent plus rapidement pour les puits de ce type que pour les puits verticaux traditionnels. Ce déclin marqué montre que les techniques de forage des puits horizontaux et multibranches assurent un drainage plus important dans les réservoirs types et un accès à un plus grand nombre de petites poches des réservoirs de forme complexe tout en contribuant à la réduction des problèmes causés par la formation de

cônes. En termes plus clairs, par une planification et une mise en oeuvre minutieuses des puits horizontaux, les exploitants peuvent extraire les ressources avec une plus grande efficience dans le cas de puits de développement horizontaux à risque modéré ou moyen forés dans des gisements connus. Des 52 puits horizontaux actuellement classés abandonnés ou provisoirement fermés, seulement 20 (plus précisément 9 puits abandonnés et 11 puits provisoirement fermés) ont produit des ressources. Les données de production semblent indiquer que la majorité de ces puits n'ont pas produit soit parce que leurs taux de production initiale étaient trop faibles, soit parce que les taux de production mensuels ont chuté si rapidement qu'il n'était plus rentable de les exploiter. La combinaison de faibles débits et de ratios eau/gaz élevés (REG) (plus de 500 $m^3/10^6m^3$) explique l'échec d'un très petit nombre de puits.

RÉSULTATS DE L'ANALYSE DES GISEMENTS

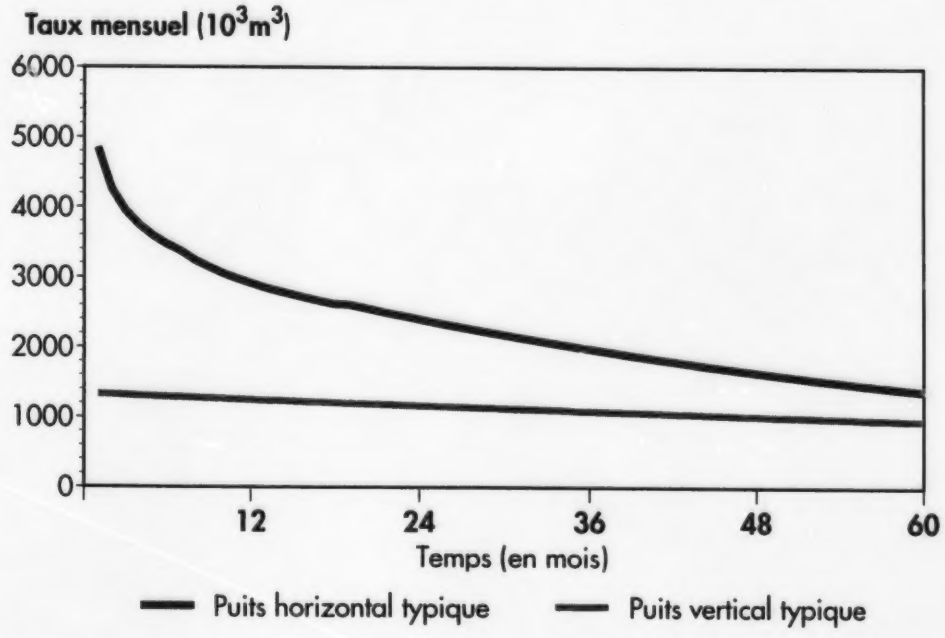
Champ Bubbles North - Formations Baldonnel/Upper Charlie Lake A

Les Formations de Baldonnel et de Charlie Lake dans la région du champ Bubbles North s'épaississent en direction ouest pour atteindre les 21 mètres et une porosité moyenne de huit pour cent. La Formation de Baldonnel se compose surtout de dolomies bioclastiques et péloïdes, de rares pierres calcaires et de quelques brèches. La Formation de Charlie Lake consiste en une série de couches intercalées de grès littoral, de siltites et de dolomies.

Le gisement Bubbles North - Baldonnel/Upper Charlie Lake A comprend quatre puits de gaz horizontaux et dix puits de gaz verticaux, tous actifs. Les graphiques de rendement des deux puits horizontaux et des six puits verticaux forés au cours de la même période semblent indiquer que le taux de production de gaz mensuel initial est d'environ 4 800 10^3m^3/mois pour un puits horizontal type, et de 1 300 10^3m^3/mois environ pour un puits vertical type (graphique 4). Les puits verticaux n'offrent plus une productivité satisfaisante, une fois que le taux de production chute sous les 1 000 10^3m^3/mois, à cause du ratio eau-gaz très élevé de la production ainsi obtenue. Selon les estimations, la production cumulative de gaz d'un puits horizontal type est de l'ordre de 110 à 420 10^6m^3, comparativement à une plage de 60 à 210 10^6m^3 prévus pour un puits vertical type. D'après la courbe de production actuelle, on prévoit extraire environ 45 pour cent des réserves totales du gisement à l'aide de ces puits horizontaux.

GRAPHIQUE 4

Gisement Bubbles North Baldonnel/Upper Charlie Lake A



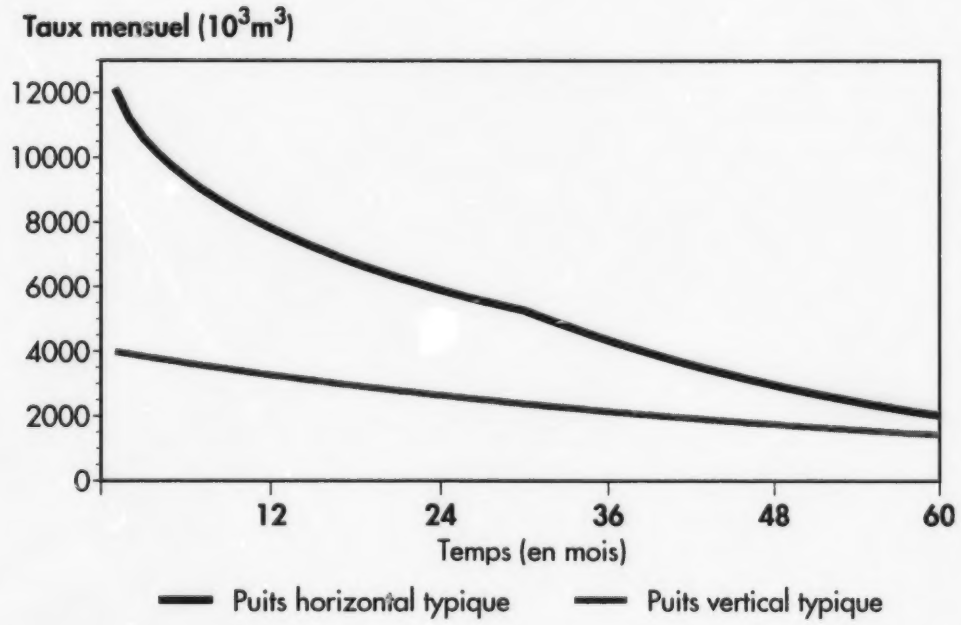
Champ Clarke Lake - gisement Slave Point A

Les puits verticaux de ce gisement ont commencé à générer une production de gaz en 1961. L'évolution de la production permet d'observer que, dans ce gisement, la production de gaz a toujours été associée à l'extraction d'importants volumes d'eau. Ce n'est qu'en 1994 que les puits horizontaux de ce gisement ont généré une certaine production. On compte en ce moment un total de 67 puits dont 37 puits de gaz productifs, plus précisément 8 puits horizontaux et 29 puits verticaux. Neuf des 11 puits horizontaux forés sont de nouveaux puits de développement mis en production après 1993. Au cours de la même période, dix puits de développement verticaux sont entrés en production. Les données de production indiquent que ces puits horizontaux ont généré 75 cent (ou 1 097 10^6m^3) des 1 477 10^6m^3 de gaz brut extraits de ce gisement depuis 1994, tandis que les ratios eau/gaz n'ont pas franchi le seuil des 200 $m^3/10^6m^3$. La récupération d'eau pour les puits verticaux productifs varie de 1 000 à 2 000 $m^3/10^6m^3$.

Le succès des puits horizontaux de ce gisement peut être attribué au fait qu'ils assurent un meilleur drainage et pénètrent dans un plus grand nombre de petites poches de ces réservoirs de forme complexe. Ils contribuent ainsi à réduire les problèmes de venues d'eau. L'analyse montre également que le taux de production initial d'un puits horizontal type est d'environ 12 000 10^3m^3/mois ou environ trois fois celui d'un puits vertical type du même gisement (graphique 5). La production cumulative de gaz devrait se situer dans la plage de 250 à 960 10^6m^3 comparativement à une plage de 50 à 360 10^6m^3 prévus pour un puits vertical type.

GRAPHIQUE 5

Gisement Clarke Lake Slave Point A



Champ Fireweed - gisement Baldonnel E

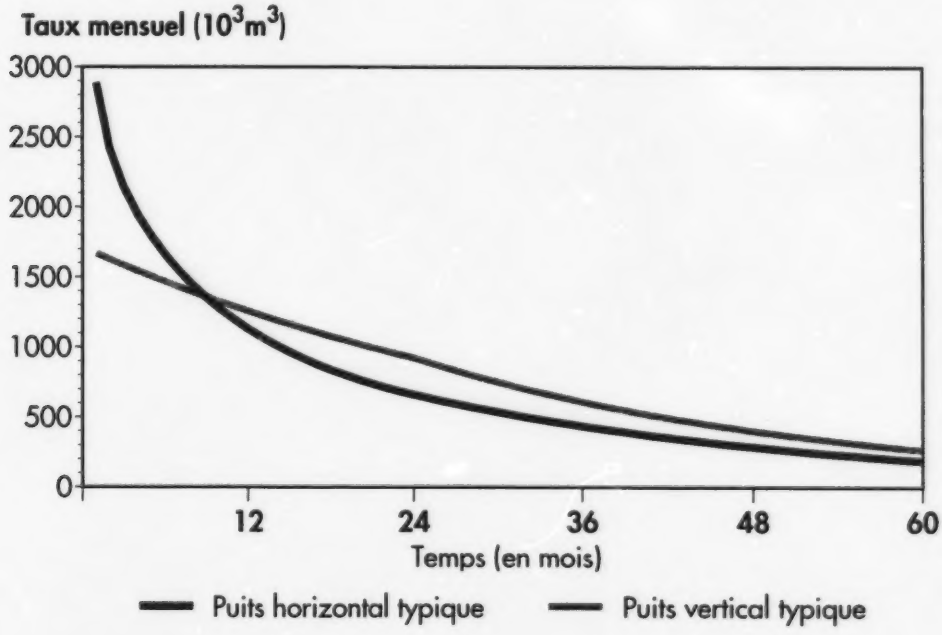
Ce gisement a commencé à donner une production de gaz en 1986 et un volume total de 46,5 10^6m^3 de gaz brut a été extrait du gisement Fireweed b-006-A/094-A-13/0 avant la mise en production, en novembre 1993, du premier puits de gaz horizontal, recomplété dans un forage sec abandonné. Ce gisement compte aujourd'hui six puits, soit quatre puits horizontaux et deux puits verticaux. Ces puits horizontaux ont généré un total de 153 10^6m^3 de gaz brut, ou 52 pour cent des 292 10^6m^3 de la production cumulative. Depuis 1994, tous les puits de développement, tant les puits verticaux que les puits horizontaux, ont été forés dans ce gisement selon un axe préférentiel nord-est où le drainage devrait être meilleur.

Il est important de noter que le puits vertical productif Fireweed c-35-A/094-A-13 a généré plus de gaz brut que chacun des quatre puits horizontaux. L'écart relevé entre la production de ce puits et celle des puits horizontaux peut être attribué au nombre de zones productrices nettes, à l'épaisseur de chacune de ces zones et à la bonne perméabilité de la matrice dans toutes les directions. La production du puits horizontal Fireweed d-005-A/094-A-1 a été extraite en un an environ tandis que celle d'un puits de limite vertical voisin, le Fireweed b-006-A/094-A-13, qui possède des paramètres géologiques similaires, s'est échelonnée sur plus de huit années et a généré de plus grandes quantités de gaz.

Cette analyse semble indiquer que le taux de production initial pour un puits horizontal type est d'environ 2 900 10^3m^3, soit environ 70 pour cent de plus que celui d'un puits vertical type. La production cumulative après une année s'est maintenue à 20 pour cent de plus environ que celle d'un puits vertical type, pour chuter à 10 pour cent de moins après trois ans de production (graphique 6). L'analyse semble également montrer que la forte saturation en eau du gaz produit par ce gisement (plus de 30 pour cent) serait tributaire de la situation géographique du puits et des méthodes de production utilisées. Il s'agit là d'une situation particulière où le rendement des puits

GRAPHIQUE 6

Gisement Fireweed Baldonnel E



horizontaux est comparable à celui d'un éventuel puits vertical type. Toutefois, les puits verticaux forés dans ce gisement ont traversé plus d'une couche de roche réservoir tandis que les puits horizontaux ont pénétré une seule de ces couches. La production de gaz cumulative globale d'un puits horizontal type devrait se situer dans une plage de 40 à 150 10^6m^3, comparativement à une plage de 30 à 110 10^6m^3 prévue pour un puits vertical type.

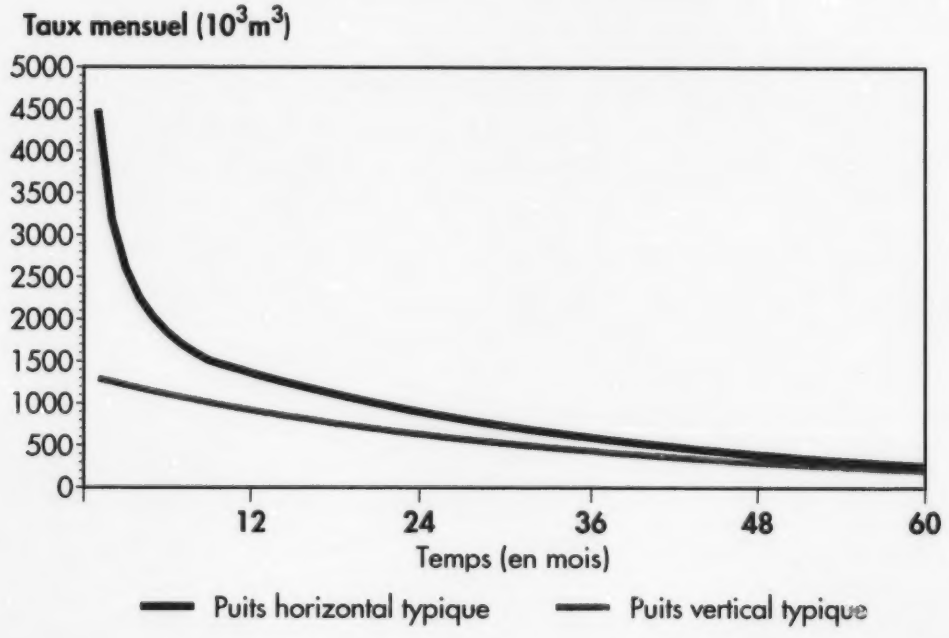
Champ Gunnel - gisement Jean Marie A

Le premier puits de ce gisement, le Gunnel b-083-C/094-I-13, a été foré en 1959, mais n'a pas été complété avant 1979. Le développement à grande échelle de ce gisement n'a pas commencé avant 1994-1995. Un total de 16 puits de gaz a été foré, soit 9 puits horizontaux et 7 puits verticaux, et 12 de ces puits sont en cours de production. Les sept puits horizontaux productifs ont été mis en production en 1997 ou en 1998, tandis que la production des puits verticaux a débuté en 1994. Les puits horizontaux ont généré 112 10^6m^3, soit 45 pour cent de la production totale. Un puits vertical en particulier, le Gunnel a-073-F/094-I-13, a généré environ 22 pour cent de la production cumulative totale grâce à l'épaisseur exceptionnelle de 16,5 mètres de sa zone productrice nette, ce qui correspond à près du double de la production moyenne du gisement. Son débit initial de 144 10^3m^3/jour d'exploitation est proche de la plage des 120 à 130 10^3m^3/jour d'exploitation d'un puits horizontal type de ce gisement.

L'analyse révèle que le taux de production initial de gaz pour un puits horizontal type est d'environ 4 500 10^3m^3/mois, ou environ 3,5 fois les 1 300 10^3m^3/mois d'un puits vertical type (graphique 7). Ce taux de production chute toutefois assez rapidement. À la lumière de ces renseignements, la production cumulative d'un puits horizontal devrait se situer dans la plage des 60 à 240 10^6m^3, en comparaison d'une plage de 15 à 70 10^6m^3 pour un puits vertical type.

GRAPHIQUE 7

Gisement Gunnel Jean Marie A



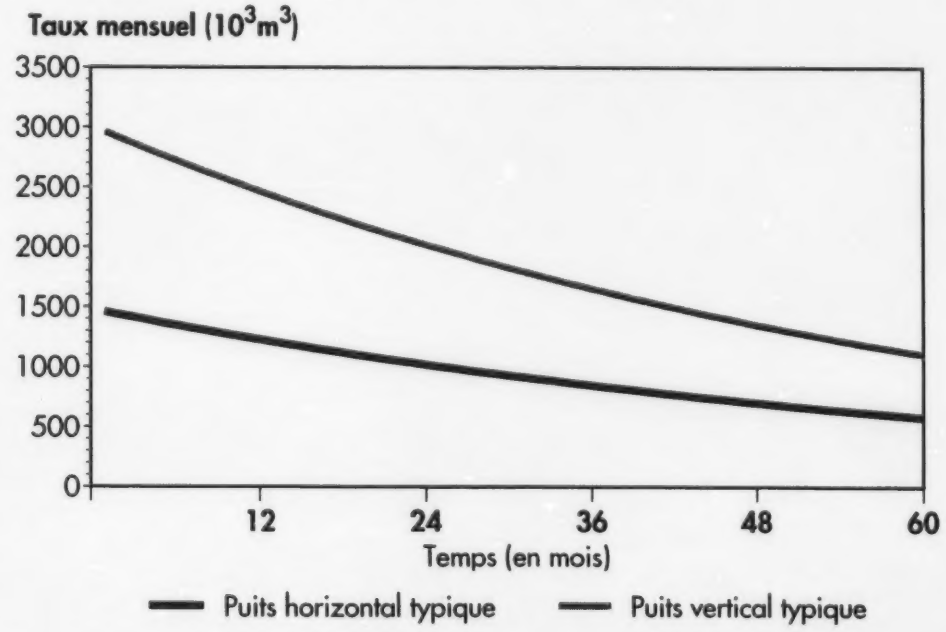
Champ Helmet North - gisement Jean Marie A

Ce gisement où un total de 38 puits verticaux et de sept puits horizontaux ont été forés a commencé à donner une production en 1978. La technologie du forage horizontal a été mise à l'essai une première fois en 1988, mais le puits foré a été abandonné. Entre 1993 et 1994, cette technologie a permis de forer avec succès six puits de développement. Aucun puits vertical n'a été foré ou complété depuis 1993. Les six puits horizontaux ont généré une production combinée de 215 10^6m^3 de gaz brut, soit environ 10 pour cent du gaz brut extrait de ce gisement depuis le mois de janvier 1994, date de mise en production du premier puits horizontal. En outre, le rendement de ces puits semble indiquer qu'ils ont permis d'augmenter la récupération globale cumulative de quatre pour cent environ.

L'analyse de ce gisement indique que le taux de production initial d'un puits horizontal type correspondait à environ la moitié seulement du taux initial de 3 000 10^3m^3/mois d'un puits vertical type (graphique 8). La récupération globale d'hydrocarbures provenant d'un puits horizontal type de ce gisement correspondrait à 44 pour cent environ de celle tirée d'un puits vertical. Il faut néanmoins garder en tête que ces puits sont habituellement forés près des limites du gisement où l'on n'a pas tenté d'effectuer des forages verticaux à cause de la forte saturation en eau des ressources piégées dans ce réservoir. L'épaisseur moyenne de la zone productrice nette n'atteint pas la moitié de l'épaisseur de celle où les puits verticaux sont forés. En conséquence, la comparaison du rendement des puits horizontaux à celui des puits verticaux ne peut être concluante. Par exemple, les paramètres de la zone productrice nette et de la porosité du puits horizontal N Helmet b-071-G/094-P-10 et du puits vertical N Helmet a-071-G/094-P-10 étaient les mêmes, mais le puits horizontal a produit 45,2 10^6m^3 de gaz brut ou 2,5 fois plus que le puits vertical. Par ailleurs, les puits horizontaux N Helmet c-A057-A/094-P-15 et N Helmet a-057-B/094-P-15 de même que le puits vertical N Helmet b-068-D/094-P-16 sont très rapprochés les uns des autres, mais la production cumulative du puits a-057-B correspond

GRAPHIQUE 8

Gisement Helmet North Jean Marie A



à environ 5 fois celle du puits vertical. La production de gaz cumulative globale devrait, selon les prévisions, se situer dans la plage de 33 à 67 10^6m^3, en comparaison de la plage de 80 à 270 10^6m^3 prévue pour un puits vertical type. Fait à remarquer, un puits horizontal dont la production et les caractéristiques géologiques seraient similaires à celles d'un puits vertical générerait une production globale se situant dans la plage de 100 à 470 10^6m^3. Un puits vertical peut donc se révéler moins productif qu'un puits horizontal dans ce gisement.

Champ Jedney - gisement Baldonnel/Upper Charlie Lake A

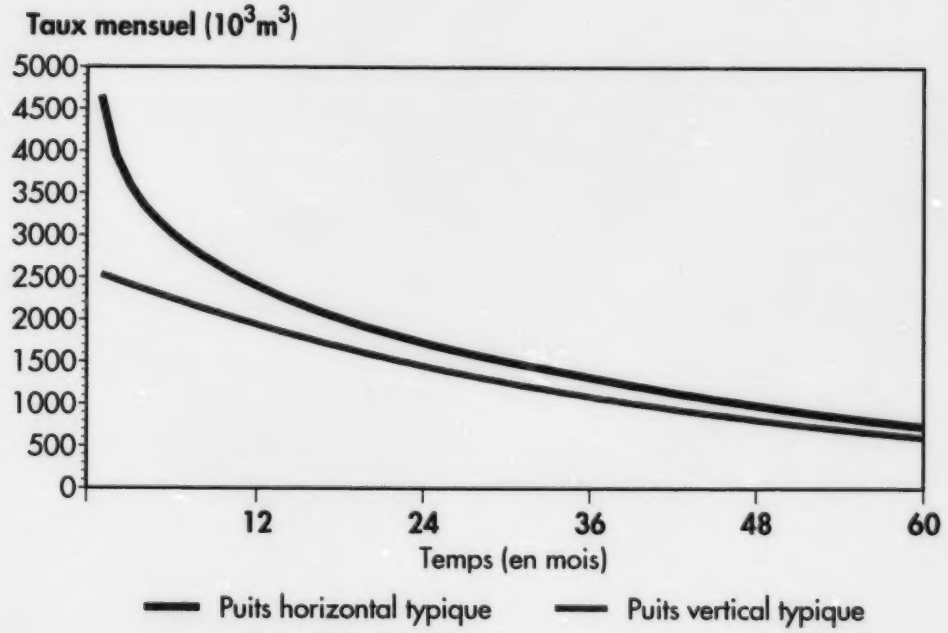
Les puits verticaux forés dans ce gisement ont commencé à produire du gaz en 1959. Un total de 6 721 10^6m^3 de gaz brut avait été produit avant la mise en production, en janvier 1994, du premier puits horizontal de ce gisement, le Jedney a-039-F/094-G-08. Aucun puits vertical n'a été mis en production depuis 1994. Au total, 12 puits horizontaux productifs, soit trois dans le projet Petro-Canada et neuf autres dans le projet Norcen Energy, ont été forés dans la partie nord-est du gisement.

Les neuf puits horizontaux du projet Norcen Energy ont généré à eux seuls 209 10^6m^3 de la production totale de gaz, qui s'élevait à 952 10^6m^3. Il est intéressant d'observer que le puits vertical Jedney b-062-E/094-G-08 a produit à lui seul 520 10^6m^3 de gaz brut, ce qui s'explique par l'épaisseur plus importante de sa zone productrice nette et de sa porosité plus élevée. De plus, le puits horizontal N Bubbles a-099-F/094-G-08 a généré plus de 113 10^6m^3 de gaz brut, soit environ 50 pour cent plus de production que le puits vertical N Bubbles d-A099-F/094-G-08 foré à peu de distance.

Les trois puits horizontaux du projet Petro-Canada ont généré 277 10^6m^3 de la production totale de gaz de 7 279 10^6m^3 extraite dans le cadre de ce projet. Vingt des 22 puits verticaux forés étaient

GRAPHIQUE 9

Gisement Jedney Baldonnel/Upper Charlie Lake A



en production depuis le milieu des années 60. On peut de nouveau observer que le puits Jedney d-009-F/094-G-08 a produit davantage de gaz brut en moins de temps que le puits Jedney c-008-F/094-G-08, un puits vertical foré non loin de là.

L'examen de la situation semble indiquer que, d'une part, le taux de production initial pour un puits horizontal type est d'environ 4 600 10^3m^3/mois ou 80 pour cent de plus que la production moyenne de 2 500 10^3m^3/mois d'un puits vertical type (graphique 9). On estime qu'un puits horizontal type devrait produire de 80 à 310 10^6m^3 de gaz brut de plus que la récupération finale projetée de 35 à 170 10^6m^3 de gaz brut pour un puits vertical type.

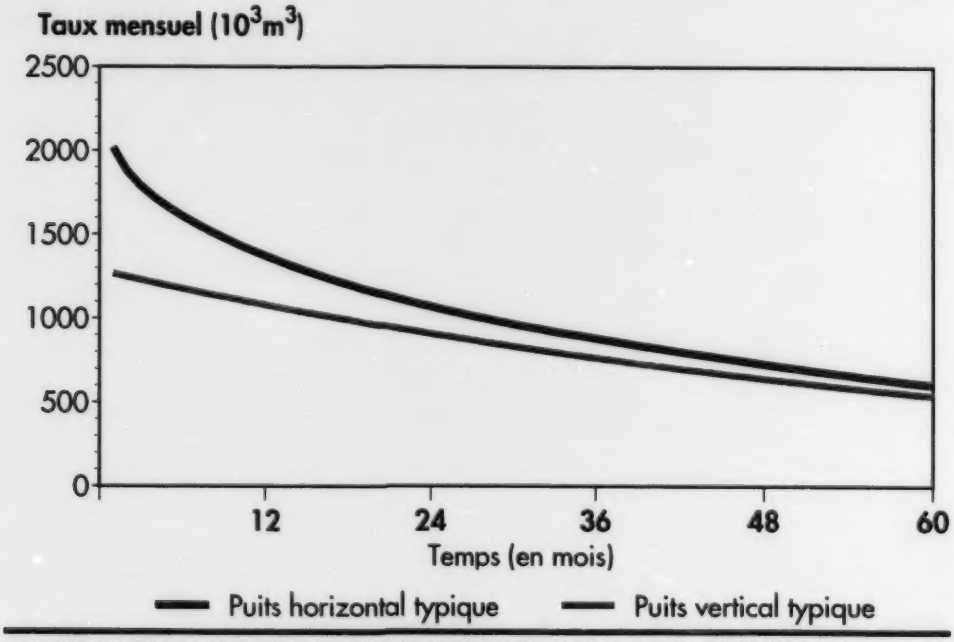
Champ Midwinter - gisement Jean Marie A

Ce gisement a commencé à donner une production de gaz en 1994, au moment de la mise en production de ses puits verticaux et de ses puits horizontaux. Parmi le groupe de puits forés, on compte sept puits horizontaux et six puits verticaux, tous productifs. Quatre des puits verticaux ont été forés au cours des années 80 et les sept puits horizontaux ont été forés après 1993. Ces derniers ont généré au delà de 83 pour cent de la production de gaz brut totale provenant de ce gisement. Le puits horizontal Midwinter a-041-D/094-P-15 et le puits vertical Midwinter d-059-C/094-P-15 ont tous deux étés mis en production au début de 1994. Les paramètres des réservoirs auxquels ces deux puits donnent accès se ressemblent; toutefois, le puits horizontal a généré approximativement 57,3 10^6m^3 de gaz brut comparativement à la production de 24,7 10^6m^3 tirée du puits vertical.

Les résultats de notre analyse semble montrer que, en présence de réservoirs ayant des paramètres similaires, un puits horizontal de ce gisement générera une production plus élevée qu'un puits vertical (graphique 10). Le taux de production initial d'un puits horizontal type est environ de 2 000 10^3m^3/mois, en comparaison de 460 10^3m^3/mois pour un puits vertical type, tandis que sa production cumulative se situera dans la plage de 50 à 170 10^6m^3 pour un puits horizontal type en comparaison d'une plage de 35 à 135 10^6m^3 pour un puits vertical type.

GRAPHIQUE 10

Gisement Midwinter Jean Marie A



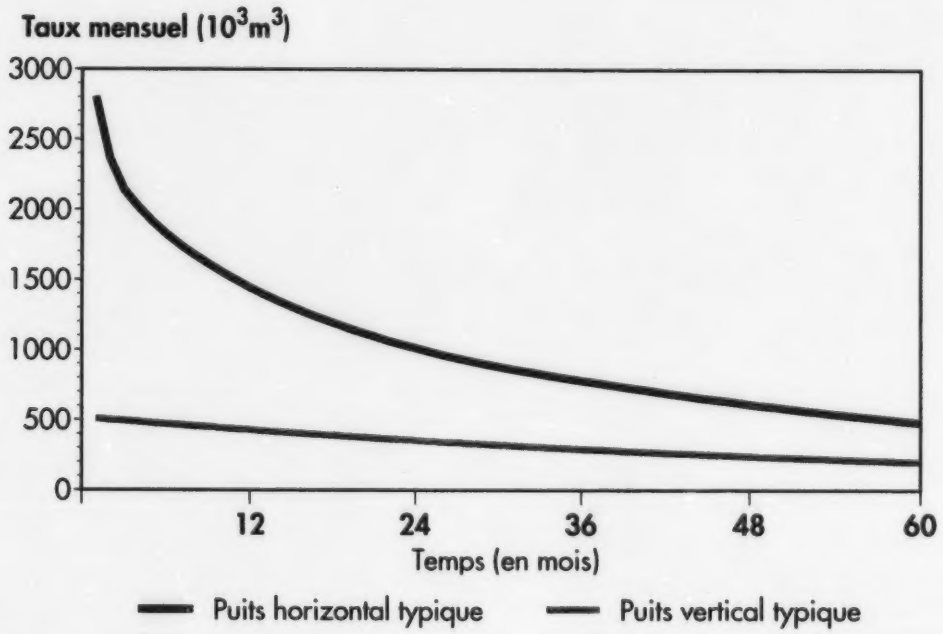
Champ Midwinter - gisement Jean Marie C

Ce gisement a été découvert en 1979; toutefois, il a fallu attendre 1994 pour que commence son développement. Les deux gisements Midwinter Jean Marie A et Midwinter Jean Marie C se caractérisaient par une forte saturation en eau (plus de 40 pour cent). Trois puits verticaux et seize puits horizontaux du gisement Jean Marie C sont aujourd'hui en production. Les trois puits verticaux productifs ont été forés en 1995. La production cumulative de même que la production moyenne de ces trois puits demeure bien en deçà des moyennes enregistrées pour les puits horizontaux. Cinq puits horizontaux additionnels, forés et mis en production depuis, génèrent au-delà de 117,5 10^6m^3 de gaz, soit plus de trois fois les 34,3 10^6m^3 générés par les trois puits verticaux.

L'analyse des données montre que le taux de production de gaz initial pour un puits horizontal type est d'environ 2 800 10^3m^3/mois, pour ensuite diminuer de moitié après un an, soit à 1 400 10^3m^3/mois, et à environ 770 10^3m^3/mois après trois ans de production (graphique 11). Le taux de production de gaz initial pour un puits vertical type serait approximativement de 500 10^3m^3/mois, et diminuerait à environ 400 10^3m^3/mois après la première année et ensuite à 290 10^3m^3/mois après trois ans. La récupération cumulative des ressources grâce à un puits horizontal type se situerait dans la plage de 40 à 200 10^6m^3 , en comparaison de la plage de 5 à 45 10^6m^3 dans le cas d'un puits vertical type.

GRAPHIQUE 11

Gisement Midwinter Jean Marie C



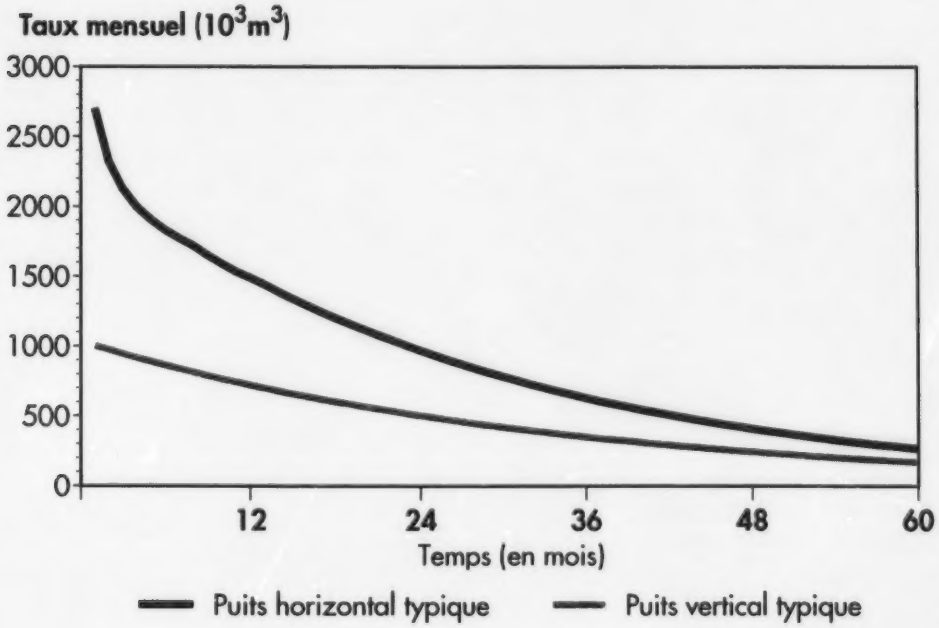
Champ Peggo - gisement Jean Marie A

Ce gisement regroupe 23 puits horizontaux et 26 puits verticaux. Vingt des 44 puits productifs sont des puits horizontaux. Une production totale de 351 10^6m^3 de gaz a été extraite de 14 puits verticaux entre 1989 et 1994 avant la mise en service des puits horizontaux. De 1994 au mois d'août 1998, les puits verticaux ont donné une production additionnelle de 570 10^6m^3 de gaz. Trente-six pour cent de ce volume additionnel de gaz provenaient de 12 nouveaux puits verticaux. Au cours de la même période, les 23 puits horizontaux ont généré une production de 1 073 10^6m^3 de gaz. On remarque ici que les paramètres des zones productrices nettes où les puits horizontaux ont été forés étaient généralement moins intéressants que ceux des couches traversées par les puits verticaux.

Le taux de production initial d'un puits de gaz horizontal type est d'environ de 2 700 10^3m^3/mois et diminue ensuite à environ 1 500 10^3m^3/mois à la fin de la première année, et à près de 900 10^3m^3/mois après trois ans (graphique 12). Le taux de production de gaz initial d'un puits vertical type est environ de 1 000 10^3m^3/mois et diminue à environ 700 10^3m^3/mois après un an, puis approximativement à 340 10^3m^3/mois après trois ans. La récupération globale prévue des réserves d'un puits horizontal se situe dans la plage de 40 à 130 10^6m^3. Cette plage est comparable aux valeurs obtenues pour les gisements Midwinter Jean Marie et correspond environ au double de la récupération projetée pour un puits vertical type, qui est de 15 à 65 10^6m^3 de gaz.

GRAPHIQUE 12

Gisement Peggo Jean Marie A



Champ Yoyo - gisement Pine Point A

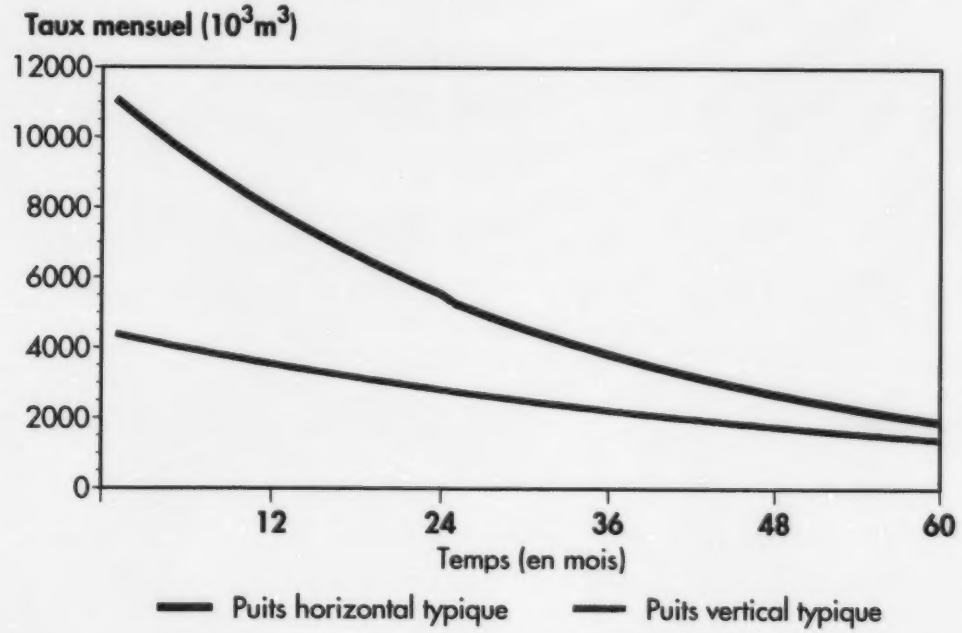
Ce gisement a généré une production de gaz à partir de 1968 et compte encore 17 puits en production, soit 6 puits horizontaux et 11 puits verticaux. Plus de 90 pour cent de la production cumulative enregistrée jusqu'à ce jour, soit 40 589 10^6m^3 de gaz, a été extraite des 27 puits verticaux avant la mise en production des puits horizontaux, en 1994. Depuis cette date, un total de 3 869,1 10^6m^3 de gaz brut a été produit. Cette production provient de six puits horizontaux (1 703 10^6m^3 de gaz), de trois nouveaux puits verticaux (116 10^6m^3 de gaz) et de huit anciens puits verticaux (2 050 10^6m^3). Au total, 16 puits verticaux ont été abandonnés après l'enregistrement de faibles taux de production mensuels et de ratios eau/gaz élevés. La plupart de ces puits ont été abandonnés parce qu'ils ne conservaient plus un taux de production constant supérieur à 1 000 10^3m^3/mois.

Les six puits horizontaux ont fait l'objet de travaux de rentrée. Chacun de ces puits a été complété dans un sondage où un puits vertical productif avait été provisoirement fermé. Le puits horizontal Yoyo c-032-I/094-I-13 a été recomplété en 1995, après l'abandon du puits vertical en 1993. Il a généré une production d'environ 346 10^6m^3 de gaz brut en moins de trois ans, soit l'équivalent du volume qui, d'après l'historique de s données de production, été extrait d'un puits vertical en cinq ans. Le puits Yoyo a-002-L/094-I-14 a été recomplété en 1994 et a généré une production totale de 270 10^6m^3 de gaz brut en quatre ans. Le sondage vertical avait généré 3 272 10^6m^3 en 23 années de production. En dedans de quatre ans les puits Yoyo d-007-L/094-I-14 et Yoyo c-020-L/094-I-14 ont respectivement généré 491 10^6m^3 et 277 10^6m^3 de gaz brut. Le puits Yoyo c-018-L/094-I-14 a produit 115 10^6m^3 en deux ans et le puits Yoyo c-A018-L/094-I-14 a généré 128 10^6m^3 en trois ans.

D'après le rendement des puits, l'analyse montre que le taux de production de gaz initial d'un puits horizontal type est environ de 11 000 10^3m^3/mois pour diminuer à près de 7 700 10^3m^3/mois après un an, puis à environ 3 700 10^3m^3/mois après trois ans (graphique 13). Le taux de production de

GRAPHIQUE 13

Gisement Yoho Pine Point A



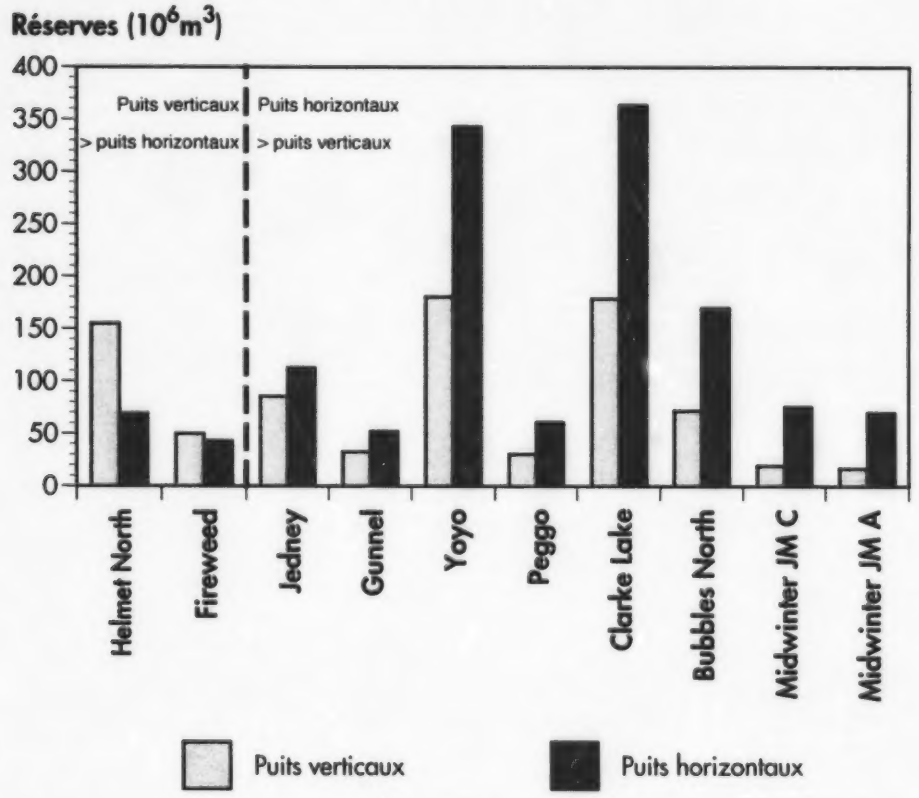
gaz initial d'un puits vertical type se situe à environ + 400 10^3m^3/mois, pour baisser à 3 500 10^3m^3/mois après un an, puis à environ 2 200 10^3m^3/mois après trois ans. La récupération que l'on prévoit tirer d'un puits horizontal devrait se situer dans la plage de 180 à 680 10^6m^3 de gaz, ce qui correspond à environ le double de la récupération projetée se situant dans la plage de 100 à 210 10^6m^3 pour un puits vertical type.

ASPECTS FINANCIERS

La rentabilité d'un puits de gaz vertical ou horizontal type est évaluée selon la notion de coût de l'offre intégral à l'arrivée à l'usine, ce qui correspond à l'ensemble des coûts associés à l'exploration et au développement des puits de gaz exprimés sous la forme d'un coût moyen par unité de production. Les principaux éléments de coûts sont les coûts en capital associés aux travaux d'exploration et de développement, les dépenses d'exploitation et les coûts de production, les taxes provinciales et fédérales, les redevances exigibles à l'égard des ressources et le taux de rendement minimal requis (dix pour cent). Les coûts de l'offre ont été calculés selon le Programme d'évaluation économique pétrolière (PÉÉP[1]) élaboré par la société Merak Projects Ltd.

GRAPHIQUE 14

Comparaison des réserves estimatives des puits par type de puits



[1] Les détails de ce programme ainsi que la notion de coût de l'offre sont traités à l'aliéna 7.1.6 du document *L'énergie au Canada : Offre et demande 1993-2010 de l'ONÉ.*

Les données relatives aux coûts en capital ont été obtenues par l'examen des coûts d'origine tant pour les puits verticaux que pour les puits horizontaux forés dans les zones visées par cette étude. Les coûts moyens de forage et de complétion d'un puits vertical dans un de ces dix gisements s'échelonnent entre 1 million et 1,2 million de dollars environ. Dans le cas d'un puits horizontal, ces coûts se situent entre 1,4 million et 1,7 million de dollars, soit approximativement 1,5 fois le coût engagé pour un puits vertical. Les dépenses d'exploitation moyennes varient entre 8,65 $ et 17,49 $ par 10^3m^3 de gaz produits.

Les études susmentionnées semblent indiquer que les puits horizontaux forés dans les gisements Helmet North et Fireweed ne permettent pas de récupérer plus de gaz que les puits verticaux (graphique 14). Dans les cas des huit autres gisements, le forage d'un puits horizontal devrait permettre d'enregistrer une hausse de la récupération globale qui passerait d'aussi peu que 20 pour cent à près de 200 pour cent. Le graphique et le tableau qui suivent mettent en rapport les réserves prévues et les coûts de l'offre de puits horizontaux types et ceux de puits verticaux types (tableau 3). Ces données permettent de constater assez facilement, en fonction du coût à la sortie de l'usine, que tous les puits verticaux, sauf ceux du gisement Midwinter Jean Marie A (graphique 15), sont rentables, compte tenu d'un prix du gaz de 70 $/10^6m^3$. Tous les puits horizontaux sont également rentables, compte tenu d'un prix du gaz de 70 $/10^6m^3$. Les coûts en capital des puits horizontaux étant plus élevés, les puits de ce type doivent permettre de récupérer au moins 35 pour cent plus de ressources qu'un puits vertical foré dans le même gisement, ce qui a par ailleurs été confirmé pour sept des dix gisements analysés dans le cadre de cette étude.

GRAPHIQUE 15

Coûts de l'offre

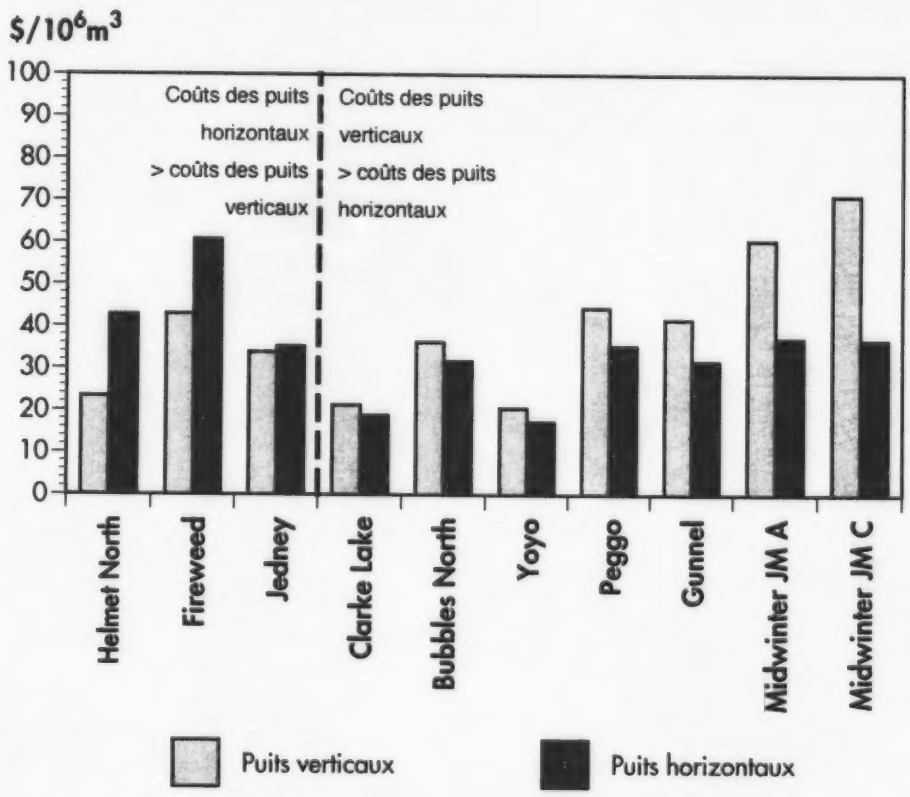


TABLEAU 3

Réserves projetées et coûts de l'offre

	Réserves (10^3m^3)			Coûts de l'offre ($/$10^3m^3$)		
	Puits verticaux	**Puits horizontaux**	**Ratio puits horizontaux sur puits verticaux**	**Puits verticaux**	**Puits horizontaux**	**Ratio puits horizontaux sur puits verticaux**
Bubbles North	72	170	2,38	36,28	31,70	0,87
Clarke Lake	179	364	2,03	21,25	18,77	0,88
Fireweed	51	44	0,87	42,89	60,63	1,41
Gunnel	36	58	1,61	41,71	31,70	0,76
Helmet North	155	69	0,45	23,36	42,69	1,83
Jedney	90	117	1,30	33,83	35,17	1,04
Midwinter JM A	24	82	3,48	60,58	37,14	0,61
Midwinter JM C	17	80	4,57	71,27	36,74	0,52
Peggo	30	58	1,91	44,43	35,36	0,80
Yoyo	209	363	1,74	20,59	17,26	0,84

CONCLUSIONS DE L'ANALYSE

Les résultats de la présente analyse semblent indiquer que les projets de forage de puits de gaz horizontaux sont généralement plus productifs que les puits verticaux et permettent d'accroître le facteur de récupération des réservoirs de gaz parvenus à maturité. Le forage horizontal est généralement utilisé lorsqu'il importe de tenir compte de facteurs techniques complexes déterminés par les paramètres spécifiques du réservoir ciblé. Ces paramètres comprennent généralement la perméabilité de la roche réservoir, la surface de contact accrue entre le trou de sonde et l'horizon producteur, et/ou la propension prévue du réservoir à former des cônes d'eau provenant soit d'autres parties du réservoir, soit de roches voisines.

La perméabilité productive d'un puits horizontal est généralement déterminée par la combinaison de sa perméabilité par fracturation et de la perméabilité de sa matrice. Les puits horizontaux forés en vue de croiser des fractures verticales ont presque toujours permis d'enregistrer des taux de production initiale beaucoup plus élevés que les puits verticaux avoisinants. Les coûts comparativement plus élevés d'un puits horizontal font en sorte que chaque projet de forage de ce type de puits doit être analysé avec soin afin d'optimiser les travaux de forage et de complétion.

La roche réservoir de la Formation Jean Marie constitue de loin le plus grand regroupement de forages horizontaux. À la fin de l'année 1998, 81 puits de gaz horizontaux avaient été forés dans cette formation. Les puits horizontaux forés dans la Formation Jean Marie, à l'exception des six puits horizontaux du gisement Helmet North, sont par conséquent plus productifs que les puits de limite verticaux traditionnels.

Dans le cas des puits horizontaux forés avec succès, le rendement supérieur des puits de gaz est généralement attribuable à la réunion d'un certain nombre de facteurs. Tout d'abord, les exploitants sont souvent en mesure de tirer la production d'un réservoir avec un nombre moins important de puits horizontaux, puisque le trou de sonde de chacun de ces puits permet d'extraire de la roche réservoir un plus grand volume que le trou de sonde d'un puits vertical. En second lieu, les taux de production d'un puits horizontal peuvent dépasser de nombreuses fois ceux des puits verticaux. Un taux de production plus élevé se traduit, dans le cas d'un projet de forage horizontal, par une récupération accrue et par un taux de rendement plus élevé que dans le cas d'un projet de forage vertical. De plus, on prévoit généralement qu'un puits horizontal foré avec succès réduira les coûts de l'offre d'au moins 10 pour cent. Troisièmement, le forage d'un puits horizontal peut éviter ou retarder considérablement l'apparition de problèmes de production.

ANNEXES

ANNEXE 1

Liste des exploitants de puits de gaz horizontaux en Colombie-Britannique (fin 1998)

	Puits de gaz abandonnés	Puits de gaz	Puits de gaz potentiel	Puits provisoirement fermés	Puits d'essai de gaz	Total
Anderson Expl Ltd.		1				1
Anderson Rsrcs Ltd.		1				1
Beau Cda Expl Ltd.		16	1		2	19
Berkley Petrl Corp.	1	12	3	4		20
Blue Range Rsrc Corp.		8		1		9
Cabre Expl Ltd.		1				1
Cannat Rsrcs Inc.	1	4	2	1		8
Cdn Nat Rsrcs Ltd.		2	1	4		7
Crestar Enrg Inc.	1	2		1		4
Home Oil Comp Ltd.	1	8		1	1	11
Interaction Rsrcs Ltd.				1		1
Intl Colin Enrg Corp.	1					1
Jet Enrg Corp.			3			3
Mobil Oil Cda.	2	4				6
Numac Enrg Inc.		1				1
Pan East Petrl Corp.		5				5
Penn West Petrl Ltd.		6				6
Petro-Cda O&G	3	36	8	4	1	52
Pioneer Nat Rsrcs Cda Inc.			2			2
Poco Petrls Ltd.	6	3	1	3		13
Pursuit Rsrcs Corp.				2		2
Ranger Oil Ltd.		35	3	3		41
Remington Enrg Ltd.		7	3		2	12
Shiningbank Enrg Ltd.			1			1
Summit Rsrcs Ltd.		7				7
Suncor Enrg Inc.		2	1			3
Talisman Enrg Inc.			1	1		2
Tarragon O&G Ltd.		2	3	3		8
Union Pacific Rsrcs Inc.		10				10
Unocal Cda Ltd.		4				4
Wascana Enrg Inc.	1	5		1		7
Total	**17**	**179**	**32**	**30**	**6**	**268**

ANNEXE 2 PARTIE A

État des puits de gaz horizontaux en Colombie-Britannique (fin 1998)

Gisement	Puits de gaz abandonnés	Puits d'injection de gaz	Puits de gaz	Puits de gaz potentiel multizone	Puits de gaz potentiel	Puits provisoirement fermés	Puits d'essai de gaz	Ab. gaz
ADSETT SLAVE POINT A						1		1
AITKN CK GETHING A		2	2					4
BBBLES N BLDL/U C LK A			4					4
BCK CK W BALDONNEL F			2					2
BEG BALDONNEL A			4					4
BEG BALDONNEL C			1			1		2
BEG BALDONNEL E							1	1
BIRCH BALDONNEL A			1					1
BIRCH BALDONNEL H						1		1
BIRLY CK BALDONNEL			1					1
BIRLY CK BALDONNEL B			1					1
BLLMSE W PRDNT-BLDNL D	1		1					2
BOULDER PRDNT-BLDNL B			1					1
CACHE CK DOIG G							1	1
CLRKE LK SLAVE POINT A	1		7					8
EVIE BNK PINE POINT	1							1
EVIE BNK SLAVE POINT A	1							1
F S J SE BALDONNEL A			2					2
F S J SE HALFWAY A			1					1
F ST JHN BALDONNEL B			1					1
F ST JHN L BELLOY A			1					1
FIREWEED BALDONNEL E			4					4
FIREWEED BLUESKY			1					1
FIREWEED DUNLEVY			1					1
GUNNEL JEAN MARIE A	1		7			1		9
GUNNEL JEAN MARIE B			2					2
HELMET JEAN MARIE			2					2
HELMET JEAN MARIE A			1					1
HELMET JEAN MARIE F			4					4
HELMET N JEAN MARIE A			6			1		7
HOFFARD SLAVE POINT D			1					1
JEDNEY BLDL/U C LK A			11					11

(suite)

ANNEXE 2 PARTIE B

État des puits de gaz horizontaux en Colombie-Britannique (fin 1998)

Gisement	Puits de gaz abandonnés	Puits d'injection de gaz	Puits de gaz	Puits de gaz potentiel multizone	Puits de gaz potentiel	Puits provisoirement fermés	Puits d'essai de gaz	Ab. gaz
KTCHO LK SLAVE POINT A						1		1
KTH LK E SLAVE POINT C			1					1
LPRSE CK BLDL/U C LK A			2					2
MDWINTER JEAN MARIE			1					1
MDWINTER JEAN MARIE A			6					6
MDWINTER JEAN MARIE C			15					15
MURRAY BALDONNEL B						1		1
MURRAY PRDNT-BLDNL B	1					1		2
NIG CK BALDONNEL A			2					2
OTH AREA JEAN MARIE			6				1	7
OTH AREA SLAVE POINT	1							1
OTH AREA UNKNOWN			2					2
PARKLAND WABAMUN A			1					1
PEGGO JEAN MARIE			1					1
PEGGO JEAN MARIE A	1		20			1	1	23
PEGGO JEAN MARIE B			2					2
PICKELL BALDONNEL						1		1
PRSPATOU BALDONNEL			1					1
SAHTANEH PINE POINT C	1					1		2
SIERRA PINE POINT A			4					4
SIKANNI DEBOLT A			1					1
SIPHON DUNLEVY A			1					1
STDDRT W DOIG E		1						1
STDDRT W DUNLEVY B			1					1
STDDRT W DUNLEVY D			1					1
STDDRT W GETHING			1					1
STDDRT W HALFWAY C			1					1
TMMY LKS HALFWAY A			1					1
TSEA JEAN MARIE A			1					1
YOYO PINE POINT A			6					6
YOYO SLAVE POINT A			1					1
UNIDENTIFIED						1		1
Total	**17**	**3**	**179**	**1**	**32**	**30**	**6**	**268**

ANNEXE 3

Puits de gaz horizontaux en Colombie-Britannique

État	Nombre	Prod. cum. gaz (10^6m^3)	Prod. cum. pétrole (m^3)	Prod. cum. eau (10^3m^3)
Puits de gaz abandonnés	17	239,8	0,4	20
Puits d'injection de gaz	3	169,8	14 649	0,1
Puits de gaz	179	9 430,7	8 435,1	418,3
Puits de gaz potentiels multizones	1			
Puits de gaz potentiel	32			
Puits provisoirement fermés	30	322,2	284,3	6,8
Puits d'essai de gaz	6	62,1	1 626,6	0,1
Total global	**268**	**10 224,6**	**24 995,4**	**445,3**

ANNEXE 4

Profile de production des puits de gaz en Colombie-Britannique

Taux de production projeté (10^3m^3/mois)

		Initial	Après 1 an	Après 2 ans	Après 3 ans
Bubbles North Baldonnel/Upper Charlie Lake A	vertical	1 327	1 240	1 159	1 084
	horizontal	4 848	2 851	2 402	2 167
	ratio	3,7	2,3	2,1	2
Clarke Lake Slave Point A	vertical	4 000	3 200	2 644	2 145
	horizontal	12 100	7 600	55 904	4 345
	ratio	3	2,4	2,2	2,2
Fireweed Baldonnel E	vertical	1 670	1 257	923	609
	horizontal	2 887	1 131	659	435
	ratio	1,7	0,9	0,7	0,7
Gunnel Jean Marie A	vertical	1 300	900	600	420
	horizontal	4 500	1 250	850	560
	ratio	3,5	1,4	1,4	1,3
Helmet North Jean Marie A	vertical	3 000	2 650	2 350	2 100
	horizontal	1 450	1 210	1 000	830
	ratio	0,5	0,5	0,4	0,4
Jedney Baldonnel/Upper Charlie Lake A	vertical	2 500	1 900	1 400	1 050
	horizontal	4 650	2 300	1 700	1 300
	ratio	1,8	1,2	1,2	1,2
Midwinter Jean Marie A	vertical	688	483	403	341
	horizontal	3 070	1 588	1 168	925
	ratio	4,5	3,3	2,9	2,7
Midwinter Jean Marie C	vertical	487	414	334	254
	horizontal	3 260	1 512	1 042	766
	ratio	6,6	3,7	3,1	3
Peggo Jean Marie A	vertical	1 000	700	487	350
	horizontal	2 700	1 440	934	629
	ratio	2,2	2,1	1,9	1,9
Yoyo Pine Point A	vertical	4 400	3 480	2 800	2 200
	horizontal	11 000	7 710	5 500	3 700
	ratio	2,5	2,2	1,9	1,7

ANNEXE 5

Profile de récupération des ressources des puits de gaz en Colombie-Britannique

Récupération projetée (10^3m^3/mois)

		Après 1 an	Après 2 ans	Après 3 ans	Cumulative
Bubbles North Baldonnel/Upper Charlie Lake A	vertical	15,4	29,9	43,4	71,5
	horizontal	42,5	73,9	101,3	170,3
	ratio	2,8	2,5	2,3	2,4
Clarke Lake Slave Point A	vertical	43,4	78,5	107	178,8
	horizontal	114	194,1	257	363,3
	ratio	2,6	2,5	2,4	2
Fireweed Baldonnel E	vertical	17,5	30,2	39,7	56,6
	horizontal	20,8	30,8	37,2	49,8
	ratio	1,2	1	0,9	0,9
Gunnel Jean Marie A	vertical	13,2	22,3	28,5	35,8
	horizontal	25,4	38,2	46,5	57,6
	ratio	1,9	1,7	1,6	1,6
Helmet North Jean Marie A	vertical	32,5	59,1	80,9	155,4
	horizontal	16,1	29,4	40,5	68,9
	ratio	0,5	0,5	0,5	0,5
Jedney Baldonnel/Upper Charlie Lake A	vertical	26,7	46,7	61,7	89,6
	horizontal	37,5	61,5	79,5	116,7
	ratio	1,4	1,3	1,3	1,3
Midwinter Jean Marie A	vertical	6,5	11,1	11,5	23,5
	horizontal	24,9	40,9	43,2	81,9
	ratio	3,8	3,7	3,8	2,9
Midwinter Jean Marie C	vertical	5,6	10,2	14,1	17,4
	horizontal	24,9	39,7	50,3	70,9
	ratio	4,4	3,9	3,6	4,1
Peggo Jean Marie A	vertical	10,3	17,4	22,4	27,4
	horizontal	22,9	36,9	46,2	57,6
	ratio	2,2	2,1	2,1	2,1
Yoyo Pine Point A	vertical	15,4	29,9	43,4	71,5
	horizontal	42,5	73,9	101,3	170,3
	ratio	2,8	2,5	2,3	2,4

ANNEXE 6

Récupération projetée des puits de gaz ($10^6 m^3$)

	Vertical				Horizontal			
	Minimale	Type	Moyenne	Maximale	Minimale	Type	Moyenne	Maximale
Bubbles North	60	112	116	211	116	220	224	427
Clarke Lake	54	131	169	362	264	495	503	959
Fireweed	32	60	62	113	40	77	78	147
Gunnel	16	30	36	71	58	101	123	238
Helmet North	81	129	154	271	33	72	67	124
Jedney	35	69	86	172	82	160	162	309
Midwinter JM A	24	77	73	134	48	92	89	176
Midwinter JM C	5	17	21	46	46	108	109	196
Peggo	15	31	30	64	37	68	72	132
Yoyo Pine Pt A	98	197	205	372	182	393	357	684

ANNEXE 7

Puits de gaz horizontaux recomplétés en Colombie-Britannique

Désignation du puits	Début du forage	Date de complétion	Champ	Gisement	Prod. Cum. Gaz ($10^6 m^3$)	Prod. Cum. eau ($10^3 m^3$)
200/b-028-L/094-I-14/02	2/27/64	10/15/96	YOYO	PINE POINT A	115,8	25,3
200/d-013-J/094-J-10/02	12/4/65	2/9/96	CLRKE LK	SLAVE POINT A	437,7	15,9
200/c-006-L/094-I-14/02	12/22/66	3/11/94	YOYO	PINE POINT A	491,4	14
200/a-002-L/094-I-14/02	1/21/68	8/17/94	YOYO	PINE POINT A	269,9	105,1
200/d-094-I/094-J-10/02	1/19/72	8/25/97	CLRKE LK	SLAVE POINT A	16	6,6
200/c-036-I/094-I-13/03	12/8/75	12/12/97	YOYO	SLAVE POINT A	2,1	0,4
200/d-007-J/094-I-14/03	12/15/75	3/28/96	KTH LK E	SLAVE POINT C	24	2,8
200/b-032-I/094-I-13/02	1/21/76	10/7/95	YOYO	PINE POINT A	345,5	24,8
200/b-030-L/094-I-14/02	1/19/78	8/20/94	YOYO	PINE POINT A	276,9	104,1
200/d-019-L/094-I-14/02	1/8/79	7/21/95	YOYO	PINE POINT A	203,5	12,9
102/02-26-087-21W6/03	10/28/85	9/4/96	STDDRT W	DUNLEVY B	107,6	0,6
Total global					**2 290,3**	**312,4**

ANNEXE 8

Puits de gaz horizontaux productifs en Colombie-Britannique, par gisement

Gisement	Nombre	Production cumulative de gaz (10^6m^3)	Production cumulative de pétrole (10^6m^3)	Production cumulative d'eau (10^6m^3)
BALDONNEL	2	9,4	0	0,1
BALDONNEL A	9	238,4	0,8	11,4
BALDONNEL B	2	9,1	0	0,6
BALDONNEL C	1	40,2	0	0,7
BALDONNEL E	4	153	0	15,2
BALDONNEL F	2	72,5	0,8	0,3
BLDL/U C LK A	17	1 147,9	0,8	25,8
BLUESKY	1	11,5	0	0,4
DEBOLT A	1	14,1	0	0
DUNLEVY	1	13,7	0	0,8
DUNLEVY A	1	29,4	0	2,5
DUNLEVY B	1	107,6	0	0,6
DUNLEVY D	1	16,4	0	2,3
GETHING	1	0,9	0	0
GETHING A	2	1 181,5	0	0,2
HALFWAY A	2	10	0	0,1
HALFWAY C	1	68,5	0	0,5
JEAN MARIE	10	48,7	0,2	0,2
JEAN MARIE A	41	1 774,4	5,8	10,3
JEAN MARIE B	4	25,2	0	0,2
JEAN MARIE C	15	470,9	0,2	2,2
JEAN MARIE F	4	68,3	0,4	0,1
LWR BELLOY A	1	1,3	0	0
PINE POINT A	10	2 218,9	0	290,9
PRDNT-BLDNL B	1	441,1	0	0,7
PRDNT-BLDNL D	1	109,5	0	8
SLAVE POINT A	8	983	0	40,5
SLAVE POINT C	1	24	0	2,8
SLAVE POINT D	1	54,9	0	0,8
UNKNOWN	2	17,8	0,1	0
WABAMUN A	1	68,6	0	0,3
Total	**149**	**9 430,7**	**8,4**	**418,3**